



**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**KOORDINASI PROTEKSI ADAPTIF RELE ARUS LEBIH  
DIGITAL MENGGUNAKAN METODE ARTIFICIAL  
NEURAL NETWORK PADA SISTEM MESH DENGAN  
PEMBANGKIT TERSEBAR**

Rizky Fadhli Hasben  
NRP. 2214105037

Dosen Pembimbing  
Dr. Ir. Margo Pujiانتara, MT.  
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknik Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2016





**FINAL PROJECT - TE 141599**

**COORDINATION PROTECTION ADAPTIVE  
OVERCURRENT RELAY DIGITAL USING ARTIFICIAL  
NEURAL NETWORK METHOD IN MESH SYSTEM WITH  
DISTRIBUTED GENERATION**

Rizky Fadhli Hasben  
NRP. 2214105037

Advisor  
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.  
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT  
Faculty Of industry Technology  
Sepuluh Nopember Institute Of Technology  
Surabaya 2016



**KOORDINASI PROTEKSI ADAPTIF RELE ARUS LEBIH  
DIGITAL MENGGUNAKAN METODA ARTIFICIAL NEURAL  
NETWORK PADA SISTEM MESH DENGAN PEMBANGKIT  
TERSEBAR**

**TUGAS AKHIR**

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Jurusan Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

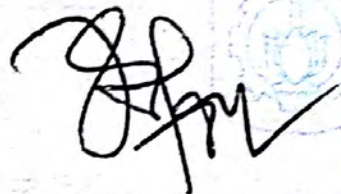
**Menyetujui:**

**Dosen Pembimbing I**



**Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.**  
**NIP. 196603181990101001**

**Dosen Pembimbing II**



**Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng**  
**NIP. 197309271998031004**



# **KOORDINASI PROTEKSI ADAPTIF RELE ARUS LEBIH DIGITAL MENGGUNAKAN METODA ARTIFICIAL NEURAL NETWORK PADA SISTEM MESH DENGAN PEMBANGKIT TERSEBAR**

Nama : Rizky Fadhli Hasben  
Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.  
Pembimbing II : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng

## **ABSTRAK**

Pada sistem *mesh* yang terkoneksi dengan pembangkit tersebar (*Distributed Generation*), terdapat kondisi dimana topologi jaringan yang berubah-ubah. Hal tersebut disebabkan oleh waktu operasi dari pembangkit tersebar yang bersifat *temporary* dan *random*. Kondisi ini dapat dibedakan yaitu terhubung dengan *grid*, terhubung *grid* dan DG1, terhubung *grid* dan DG2, dan terhubung *grid* dengan DG1 dan DG2. Akibat topologi jaringan yang berubah-ubah, menyebabkan peningkatan dan penurunan level arus hubung singkat sehingga seting dan koordinasi proteksi awal menjadi tidak efektif dan efisien lagi terhadap konfigurasi jaringan yang ada. Oleh karena itu dibutuhkan sistem proteksi yang setingnya dapat menyesuaikan dengan topologi jaringan yang berubah-ubah. Pada tugas akhir ini akan dirancang koordinasi sistem proteksi rele arah arus lebih yang dapat mengikuti setiap perubahan kondisi pada topologi jaringan tersebut menggunakan metoda *Artificial Neural Network* dengan desain *plant* berbentuk *mesh* yang terhubung dengan *Grid* dan *DG*. Hasil perancangan menunjukan bahwa penggunaan metoda *Artificial Neural Network* dapat menghasilkan setingan rele yang adaptif mengikuti perubahan topologi sistem. Dan metoda *artificial neural network* juga dapat memprediksi setingan rele pada saat terjadi gangguan yang diluar kondisi yang telah dipelajari dalam data *learning*.

**Kata Kunci :** *Artificial Neural Network*, Rele Arah Arus Lebih, Sistem Jaringan *Mesh*.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

***Coordination Protection Adaptive Overcurrent Relay  
Digital using Artificial Neural Network Method in Mesh  
System with Distributed Generation***

Nama : Rizky Fadhli Hasben  
Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.  
Pembimbing II : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng

***ABSTRACT***

In the mesh system connected to the plant spread (Distributed Generation), a condition where the network topology changes. This was caused by the operating time of the plant scattered nature temporary and random. This condition can be differentiated which is connected to the grid, grid connected and DG1, and DG2 connected grid, grid connected by DG1 and DG2. As a result of the network topology change, causing an increase and a decrease in short-circuit current level so that the setting and coordination of early protection becomes ineffective and inefficient again to the existing network configuration. Therefore, it needs protection system which can adjust the setting with the network topology changes. In this final project will be designed to coordinate the protection system relays the current direction is to follow any changes in conditions in the network topology using the method of Artificial Neural Network to design a mesh-shaped plant connected to the grid and the DG. The results show that the design method is to use Artificial Neural Network can generate adaptive relay settings following the change in the system topology. And a method of artificial neural network can predict the relay settings in the event of disruptions that are beyond the conditions that have been studied in the learning data.

***Keywords :*** *Artificial Neural Network, Directional Overcurrent relay, Mesh network system.*



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# DAFTAR ISI

## HALAMAN JUDUL

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

## LEMBAR PENGESAHAN

ABSTRAK .....	i
ABSTRACT .....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR TABEL .....	xv

## BAB 1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah .....	1
1.2 Permasalahan .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan dan Manfaat .....	2
1.5 Metodologi .....	3
1.6 Sistematika Penulisan .....	4

## BAB 2 TEORI PENUNJANG

2.1 Sistem Jaringan Distribusi Mesh .....	7
2.2 Proteksi Sistem Tenaga Listrik .....	7
2.3 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik .....	9
2.3.1 Gangguan Tegangan Lebih .....	10
2.3.2 Gangguan Beban Lebih .....	10
2.3.3 Gangguan Hubung Singkat .....	10
2.3.3.1 Gangguan Simetri .....	11
2.3.3.2 Gangguan Asimetri .....	11
2.3.4 Rumus Perhitungan Arus Hubung Singkat .....	14
2.3.4.1 Hubung Singkat Tiga Fasa .....	14
2.3.4.2 Hubung Singkat Antar Fasa .....	15
2.3.4.3 Hubung Singkat Satu Fasa Ketanah .....	15
2.4 Rele Arus Lebih .....	16
2.4.1 Rele Arus Lebih Waktu Invers .....	17
2.4.2 Rele Arus Lebih Waktu Instan .....	18
2.4.3 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Invers dan Instan .....	19
2.4.4 Koordinasi Rele Arus dan Waktu .....	20

2.5 Penyetelan Rele Arus Lebih .....	20
2.5.1 Penyetelan Rele Arus Lebih Invers.....	20
2.5.2 Penyetelan Rele Arus Lebih Instan .....	22
2.6 Rele Arus Lebih Berarah ( <i>Directional Over Current Relay</i> ) .....	22
2.7 <i>Distributed Generation</i> .....	24
2.8 <i>Artificial Neural Network</i> .....	25
2.8.1 Permodelan <i>Artificial Neuron</i> .....	26
2.8.2 Fungsi Aktivasi ( <i>Activation Function</i> ) .....	27
2.8.3 <i>Network Architecture</i> .....	28
2.8.4 <i>Learning in Neural Network</i> .....	30

### **BAB 3 PERANCANGAN SISTEM**

3.1 Data Sistem Distribusi Mesh .....	33
3.2 Perancangan Perubahan Topologi Jaringan .....	35
3.2.1 Jaringan Terhubung <i>Grid</i> Berstatus <i>On</i> .....	35
3.2.2 Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1 Berstatus <i>On</i> .....	36
3.2.3 Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2 Berstatus <i>On</i> .....	36
3.2.4 Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2 Berstatus <i>On</i> .....	37
3.3 Perancangan Koordinasi Proteksi Adaptif dengan <i>Artificial Neural Network</i> .....	37

### **BAB 4 HASIL SIMULASI DAN ANALISIS**

4.1 Analisa Hubung Singkat .....	45
4.2 Arus Kontribusi Hubung Singkat pada Tiap Rele .....	46
4.2.1 Data Arus Kontribusi yang Melewati Rele Saat Hubung Singkat pada Bus Ketika Jaringan Hanya Terhubung <i>Grid</i> .....	47
4.2.2 Data Arus Kontribusi yang Melewati Rele Saat Hubung Singkat pada Bus Ketika Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan <i>DG 1</i> .....	48
4.2.3 Data Arus Kontribusi yang Melewati Rele Saat Hubung Singkat pada Bus Ketika Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan <i>DG 2</i> .....	49
4.2.4 Data Arus Kontribusi yang Melewati Rele Saat Hubung Singkat pada Bus Ketika Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan <i>DG 1,2</i> .....	50
4.3 Koordinasi Proteksi Menggunakan Perhitungan Manual .....	51
4.3.1 Koordinasi Proteksi Saat Jaringan Hanya Terhubung <i>Grid</i> ...	53

4.3.2 Koordinasi Proteksi Saat Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1 .....	58
4.3.3 Koordinasi Proteksi Saat Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2 .....	64
4.3.4 Koordinasi Proteksi Saat Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2 .....	69
4.4 Penerapan <i>Artificial Neural Network</i> Dalam Koordinasi Proteksi Adaptif .....	78
4.5 Hasil dan Analisa Simulasi Koordinasi Menggunakan <i>Artificial Neural Network</i> .....	78
4.5.1 Hasil Koordinasi Saat Jaringan Hanya Terhubung <i>Grid</i> .....	79
4.5.2 Hasil Koordinasi Ketika Kondisi Terhubung <i>Grid</i> Dan DG 1 .....	82
4.5.3 Hasil Koordinasi Ketika Kondisi Terhubung <i>Grid</i> Dan DG 2 .....	86
4.5.4 Hasil Koordinasi Ketika Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2 .....	90
4.6 Perbandingan Hasil Koordinasi Rele Menggunakan Program Dengan Manual .....	95
4.6.1 Kondisi Ketika Hanya Terhubung <i>Grid</i> .....	95
4.6.2 Kondisi Ketika Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1 .....	96
4.6.3 Kondisi Ketika Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2 .....	97
4.6.4 Kondisi Ketika Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2 .....	98
 <b>BAB 5 PENUTUP</b>	
5.1 Kesimpulan .....	101
5.2 Saran .....	102
 <b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	103
<b>LAMPIRAN</b> .....	105
<b>RIWAYAT HIDUP</b> .....	113

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b>	Koefisien Invers Time Dial .....	22
<b>Tabel 2.2</b>	Fungsi Aktivasi.....	27
<b>Tabel 3.1</b>	Data <i>grid</i> .....	33
<b>Tabel 3.2</b>	Data <i>distributed generator</i> .....	33
<b>Tabel 3.3</b>	Data beban.....	33
<b>Tabel 3.4</b>	Data Saluran .....	33
<b>Tabel 3.5</b>	Data pengamanan rele dan CT .....	34
<b>Tabel 3.6</b>	Data Pasangan Rele Utama dan Rele <i>Backup</i> .....	34
<b>Tabel 3.7</b>	Data jenis kasus saat testing .....	41
<b>Tabel 4.1</b>	Arus hubung singkat tiap bus ketika kondisi hanya terhubung dengan <i>grid</i> .....	45
<b>Tabel 4.2</b>	Arus hubung singkat tiap bus ketika kondisi terhubung dengan <i>grid</i> dan DG 1 .....	45
<b>Tabel 4.3</b>	Arus hubung singkat tiap bus ketika kondisi terhubung dengan <i>grid</i> dan DG 2 .....	46
<b>Tabel 4.4</b>	Arus hubung singkat tiap bus ketika kondisi terhubung dengan <i>grid</i> dan DG 1,2 .....	46
<b>Tabel 4.5</b>	Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 <i>cycle</i> ketika kondisi hanya terhubung dengan <i>grid</i> .....	47
<b>Tabel 4.6</b>	Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 <i>cycle</i> ketika kondisi terhubung dengan <i>grid</i> dan DG 1 .....	48
<b>Tabel 4.7</b>	Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 <i>cycle</i> ketika kondisi terhubung dengan <i>grid</i> dan DG 2 .....	49
<b>Tabel 4.8</b>	Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 <i>cycle</i> ketika kondisi hanya terhubung dengan <i>grid</i> dan DG 1,2 .....	50
<b>Tabel 4.9</b>	koordinasi rele .....	52
<b>Tabel 4.10</b>	Perubahan seting <i>tap</i> rele untuk gangguan 2 fasa dan 2 fasa ketanah saat kondisi hanya terhubung <i>grid</i> .....	76
<b>Tabel 4.11</b>	Perubahan seting <i>tap</i> rele untuk gangguan 3 fasa saat hanya terhubung <i>grid</i> .....	76
<b>Tabel 4.12</b>	Perubahan seting <i>tap</i> rele untuk gangguan 2 fasa dan 2 fasa ketanah saat kondisi terhubung <i>grid</i> dan DG 1 .....	76

<b>Tabel 4.13</b>	Perubahan seting <i>tap</i> rele untuk gangguan 3 fasa saat terhubung <i>grid</i> dan DG 1 .....	76
<b>Tabel 4.14</b>	Perubahan Seting <i>Tap</i> Rele Untuk Gangguan 2 Fasa dan 2 Fasa Ketanah Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2.....	77
<b>Tabel 4.15</b>	Perubahan Seting <i>Tap</i> rele Untuk Gangguan 3 Fasa Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2 .....	77
<b>Tabel 4.16</b>	Perubahan Seting <i>Tap</i> Rele Untuk Gangguan 2 Fasa dan 2 Fasa Ketanah Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2.....	77
<b>Tabel 4.17</b>	Perubahan Seting <i>Tap</i> rele Untuk Gangguan 3 Fasa Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2 .....	77
<b>Tabel 4.18</b>	Kasus 1, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> , Gangguan 2 Fasa pada Bus 1 .....	79
<b>Tabel 4.19</b>	Kasus 9, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> , Gangguan 3 Fasa pada Bus 3 .....	81
<b>Tabel 4.20</b>	Kasus 22, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1, Gangguan 2 Fasa pada Bus 2 .....	83
<b>Tabel 4.21</b>	Kasus 32, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 5.....	84
<b>Tabel 4.22</b>	Kasus 48, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4 .....	87
<b>Tabel 4.23</b>	Kasus 53, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6.....	88
<b>Tabel 4.24</b>	Kasus 61, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3 .....	91
<b>Tabel 4.25</b>	Kasus 72, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa ketanah pada Bus 6 .....	92
<b>Tabel 4.26</b>	Kasus 1, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> , Gangguan 2 Fasa pada Bus 1 .....	95
<b>Tabel 4.27</b>	Kasus 9, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> , Gangguan 3 Fasa pada Bus 3 .....	95
<b>Tabel 4.28</b>	Kasus 22, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1, Gangguan 2 Fasa pada Bus 2 .....	96
<b>Tabel 4.29</b>	Kasus 32, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 5.....	97
<b>Tabel 4.30</b>	Kasus 48, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4 .....	97

<b>Tabel 4.31</b> Kasus 53, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6 .....	98
<b>Tabel 4.32</b> Kasus 61, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3 .....	98
<b>Tabel 4.33</b> Kasus 72, Saat Kondisi Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa ketanah pada Bus 6 .....	99



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Sistem Jaringan Distribusi Mesh .....	7
<b>Gambar 2.2</b>	Fasor Diagram Gangguan Simetri .....	11
<b>Gambar 2.3</b>	(a) Komponen Urutan Positif; (b) Komponen Urutan Negatif; (c) Komponen Urutan No .....	12
<b>Gambar 2.4</b>	Diagram Fasor Penjumlahan Komponen Simetri ....	12
<b>Gambar 2.5</b>	<i>Sequence Network Connection Three Phase Fault</i> .....	14
<b>Gambar 2.6</b>	<i>Sequence Network Connections Line to Line Fault</i> .....	15
<b>Gambar 2.7</b>	<i>Sequence Network Connection Single Line to Ground Fault</i> .....	16
<b>Gambar 2.8</b>	Skema kerja rele arus lebih .....	17
<b>Gambar 2.9</b>	Karakteristik <i>Standard Inverse, Very Invers, Extremely Inverse</i> dan <i>Long Time Inverse</i> . ....	18
<b>Gambar 2.10</b>	Karakteristik Rele Arus Lebih <i>Instant</i> .....	19
<b>Gambar 2.11</b>	Kombinasi Idmt Dengan Rele Arus Lebih Waktu Instan.....	19
<b>Gambar 2.12</b>	Kurva Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Invers.....	21
<b>Gambar 2.13</b>	<i>Basic Directional Element Referse and Forward</i> .....	22
<b>Gambar 2.14</b>	Karakteristik Waktu dan Arus <i>conventional DOCR</i> . ....	23
<b>Gambar 2.15</b>	Karakteristik Waktu dan Arus pada <i>Dual Setting DOCR</i> .....	24
<b>Gambar 2.16</b>	Bentuk Dasar <i>Neuron</i> .....	25
<b>Gambar 2.17</b>	<i>Perceptron Model</i> .....	26
<b>Gambar 2.18</b>	Fungsi Aktivasi <i>Log-Sigmoid</i> .....	28
<b>Gambar 2.19</b>	<i>Multilayer Perceptron Network</i> .....	29
<b>Gambar 2.20</b>	<i>Supervised Learning</i> .....	31
<b>Gambar 3.1</b>	<i>Single Line Diagram</i> Sistem. ....	35
<b>Gambar 3.2</b>	Jaringan Terhubung <i>Grid</i> Berstatus <i>On</i> .....	36
<b>Gambar 3.3</b>	Jaringan Terhubungan <i>Grid</i> dan DG 1 Berstatus <i>On</i> .....	36
<b>Gambar 3.4</b>	Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2 Berstatus <i>On</i> .....	37

<b>Gambar 3.5</b>	Jaringan Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2 Berstatus <i>On</i> .....	37
<b>Gambar 3.6</b>	Arsitektur <i>Artificial Neural Network</i> untuk Koordinasi Proteksi Adaptif.....	39
<b>Gambar 4.1</b>	Koordinasi Proteksi .....	51
<b>Gambar 4.2</b>	Kesalahan Koordinasi Proteksi.....	75
<b>Gambar 4.3</b>	Simulasi Hasil Program <i>Artificial Neural Network</i> Pada ETAP Saat Terhubung <i>Grid</i> , Gangguan 2 Fasa pada Bus 1.....	80
<b>Gambar 4.4</b>	Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung <i>Grid</i> , Gangguan 2 Fasa pada Bus.....	80
<b>Gambar 4.5</b>	Simulasi Hasil Program <i>Artificial Neural Network</i> Pada ETAP Saat Terhubung <i>Grid</i> , Gangguan 3 Fasa pada Bus 3.....	81
<b>Gambar 4.6</b>	Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung <i>Grid</i> , Gangguan 3 Fasa pada Bus 3.....	82
<b>Gambar 4.7</b>	Simulasi Hasil Program <i>Artificial Neural Network</i> Pada ETAP Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1, Gangguan 2 Fasa pada Bus 2.....	83
<b>Gambar 4.8</b>	Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1, Gangguan 2 Fasa pada Bus 2 .....	84
<b>Gambar 4.9</b>	Simulasi Hasil Program <i>Artificial Neural Network</i> Pada ETAP Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 5.....	85
<b>Gambar 4.10</b>	Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 5 .....	86
<b>Gambar 4.11</b>	Simulasi Hasil Program <i>Artificial Neural Network</i> Pada ETAP Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4.....	87
<b>Gambar 4.12</b>	Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4 .....	88
<b>Gambar 4.13</b>	Simulasi Hasil Program <i>Artificial Neural Network</i> Pada ETAP Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6 .....	89
<b>Gambar 4.14</b>	Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6....	90

<b>Gambar 4.15</b>	Simulasi Hasil Program <i>Artificial Neural Network</i> Pada ETAP Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3 .....	91
<b>Gambar 4.16</b>	Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3 .....	92
<b>Gambar 4.17</b>	Simulasi Hasil Program <i>Artificial Neural Network</i> Pada ETAP Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa ketanah pada Bus 6.....	93
<b>Gambar 4.18</b>	Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung <i>Grid</i> dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 6 .....	94

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang Masalah

Kebutuhan listrik pada suatu negara dipengaruhi oleh perkembangan penduduk di negara tersebut sehingga tanggung jawab dari penyedia sumber energi listrik semakin besar. Maka dibutuhkan trobosan-trobosan terbaru dengan tingkat kehandalan yang lebih baik dalam memenuhi kebutuhan listrik di negara tersebut. Salah satu dari trobosan itu adalah konsep pembangkit tersebar dengan bentuk sistem *mesh*. Pembangkit tersebar (*Distributed Generation*) merupakan gabungan dari pembangkit-pembangkit skala kecil dengan sumber utama dan ditempatkan secara tersebar [1,2]. Jenis pembangkit tersebar dapat berupa *unrenewable* dan *renewable energy* [3] seperti *pv voltage*, *wind turbine* dan *microhidro*. Jaringan *mesh* memiliki *load flow* yang berbeda dari tipe jaringan lainnya. Sistem *load flow* dapat dicari dengan menggunakan metode *gauss-saidel*, metode *newton-raphson*, dan metode *fast decoupled* seperti yang dijelaskan pada paper [4]. Pada sistem *mesh* juga memiliki skema pada penyetingan proteksi[5].

Jaringan listrik utama (*Grid*) dengan pembangkit tersebar pada sistem *mesh* harus mempunyai sistem proteksi yang dapat mengikuti perubahan topologi jaringan [6]. Hal ini disebabkan gabungan antara jaringan listrik utama dengan pembangkit tersebar bisa terhubung dengan *grid* dan *DG* dan juga bisa hanya terhubung dengan *grid* saja. Pada paper [7] telah menjelaskan tentang *islanding protection* dengan menggunakan *DG*, akan tetapi sistem yang digunakan adalah *low voltage*, sementara pada tugas akhir ini akan menggunakan *medium voltage*. Pada kondisi *grid* terhubung dengan *DG*, pembangkit tersebar akan akan terhubung dengan pembangkit utama, sehingga topologi jaringan akan berubah dari kondisi awal. Hal itu mempengaruhi koordinasi proteksi yang telah dikoordinasikan dengan kondisi topologi awal. Ketika topologi sistem berubah dapat menghasilkan peningkatan atau penurunan level arus hubung singkat yang mana bisa berakibat tidak sesuai kinerja koordinasi proteksi awal. Akibat tidak optimalnya koordinasi proteksi dapat menyebabkan meningkatnya kemungkinan kerusakan peralatan, pemadaman listrik, bahkan dapat menyebabkan ledakan jika gangguan terjadi pada daerah dengan potensi bahan yang

mudah terbakar. Oleh karena itu dibutuhkan koordinasi proteksi yang sesuai dan dapat mengikuti setiap perubahan topologi jaringan.

Dari permasalahan diatas perlu adanya perancangan sistem adaptif yang dapat mengkoordinasikan setingan rele secara otomatis mengikuti kondisi perubahan status pembangkit tersebar. Koordinasi proteksi ini bisa dapat diterapkan pada rele digital dengan memanfaatkan metode *Artificial Neural Network* [8].

## **1.2. Permasalahan**

Permasalahan yang akan dibahas pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana pengaruh pembangkit tersebar yang diinjeksikan pada jaringan mesh terhadap sistem proteksi.
2. Bagaimana skema koordinasi rele adaptif dalam mengamankan jaringan listrik utama dalam bentuk sistem mesh yang di injeksikan pembangkit tersebar.
3. Bagaimana menerapkan metode artificial neural network dalam *setting* koordinasi rele yang adaptif pada jaringan dengan pembangkit tersebar.

## **1.3. Batasan Masalah**

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, penulis membatasi permasalahan yang dibahas adalah sebagai berikut :

1. Dalam tugas akhir ini penyetingan rele hanya pada setingan instant saja untuk proteksi short circuit 2 fasa, 2 fasa ketanah dan 3 fasa.
2. Dalam tugas akhir ini simulasi *Artificial Neural Network* dilakukan dengan software MATLAB R2013b.
3. Dalam pengambilan data arus gangguan dan arus nominal digunakan software ETAP 12.6.0.
4. Analisis dilakukan pada plant distribusi mesh 8bus IEEE yang sebelumnya kami lakukan penurunan kapasitas tegangan yang awal dari 150 kv ke 20 kv dan penambahan beban dan 1 pembangkit utama (Grid).

## **1.4. Tujuan dan Manfaat**

Tujuan pada tugas akhir ini adalah tercapainya koordinasi rele arah arus lebih yang dapat mengikuti perubahan topologi jaringan pada sistem mesh/*multi-loop* dengan injeksi pembangkit tersebar

menggunakan metode artificial neural network sebagai metode untuk koordinasi setingan proteksi.

## 1.5. Metodologi

Metode yang digunakan dalam penyusunan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

### 1. Pengumpulan data dan studi literatur

Studi literatur perlu dilakukan untuk menunjang penguasaan tentang Pengumpulan pustaka untuk dipelajari dalam pengerjaan dan penelitian Tugas Akhir (TA), untuk dalam pencarian pustaka digunakan, Pengumpulan Data, Pemodelan Artificial Neural Network. Data yang diperlukan sebagai masukan dalam sistem jaringan mesh, data-data pembangkitan Grid, data-data impedansi saluran, data- data DG (Distributed Generation), data-data bus, dan data-data beban. Data-data ini bisa didapat dari data sekunder (IEEE Transaction).

### 2. Pemodelan dan simulasi

Sistem tenaga listrik yang disimulasikan/dibuat *single line diagramnya* adalah sistem distribusi mesh 8 bus, 14 rele arah arus lebih, 2 unit pembangkit, dan 1 pembangkit utama menggunakan software simulasi ETAP 12.6.0 Simulasi bertujuan untuk mendapatkan nilai-nilai hubung singkat pada setiap bus, baik hubung singkat Line-to-Ground, hubung singkat Line-to-Line, hubung singkat Line-to-Line-to-Ground dan hubung singkat tiga fasa ketanah (simetri). Data- data yang didapatkan dari hasil simulasi akan digunakan sebagai input (*multi input*) pada metoda *artificial neural network* untuk mendapatkan output (*multi output*) dalam bentuk setingan koordinasi proteksi adaptif pada setiap rele arus lebih pada sistem dengan menggunakan software MATLAB 2013a.

### 3. Analisis

Hasil simulasi terakhir berupa data koordinasi proteksi rele *digital* pada pemodelan *single line diagram* dalam ETAP 12.6.0 Setelah itu dilakukan analisa atau perbandingan antara hasil koordinasi proteksi adaptif rele arus lebih dari ETAP 12.6.0 dengan hasil yang didapatkan dari metode artificial neural network. Hasil simulasi terakhir berupa data koordinasi proteksi *adaptif* rele *digital* dengan menggunakan metoda artificial akan dimasukan pada pemodelan *single line diagram* dalam ETAP 12.5.0 untuk memastikan kebenaran koordinasi tersebut. Analisis yang dilakukan pada tugas



akhir ini meliputi sistem *adaptif* rele, penerapan artificial neural network dalam koordinasi rele arah arus lebih *digital*.

#### 4. Kesimpulan

Langkah akhir dari penyusunan tugas akhir ini adalah pembuatan kesimpulan dari hasil analisis dan simulasi yang telah dilakukan. Selain itu juga akan diberikan saran dan rekomendasi tentang kelangsungan penelitian yang telah dilakukan khususnya penelitian pada jaringan distribusi masa depan.

### 1.6. Sistematika Penulisan

Untuk memudahkan pembahasan yang akan dilakukan, tugas akhir ini terbagi menjadi lima bab dengan sistematika penulisan sebagai berikut :

#### **BAB I: PENDAHULUAN**

Bab ini terdiri dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan, metodologi pengerjaan tugas akhir, sistematika pembahasan dan relevansi dari penulis.

#### **BAB II : DASAR TEORI**

Pada bab ini menjelaskan teori-teori penunjang yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini.

#### **BAB III: PERANCANGAN SISTEM**

Bab ini akan menjelaskan perancangan sistem sebelum dilakukan simulasi berupa *plant*.

#### **BAB IV: HASIL SIMULASI DAN ANALISIS**

Pada bab ini akan dibahas mengenai hasil simulasi yang telah dilakukan. Dalam bab ini akan disajikan analisis terhadap kinerja koordinasi rele arah arus lebih digital menggunakan artificial neural network pada koordinasi proteksi adaptif rele arah arus lebih pada jaringan mesh yang terdapat pembangkit tersebar.

#### **BAB V: PENUTUP**

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil simulasi, studi literatur dan analisis yang telah dilakukan.

### 1.7 Relevansi

Relevansi dari tugas akhir yang telah dilakukan yaitu sebagai berikut:

1. Tugas akhir ini diharapkan dapat berkontribusi untuk meningkatkan ilmu pengetahuan teknologi.

2. Tugas akhir ini diharapkan dapat menjadi referensi dalam melakukan perencanaan pemasangan rele proteksi pada plant interkoneksi, *multi-loop* maupun plant yang sederhana pada sistem nyata.
3. Tugas akhir ini dapat menjadi referensi bagi mahasiswa yang sedang mengambil tugas akhir dengan pokok bahasan yang sama.

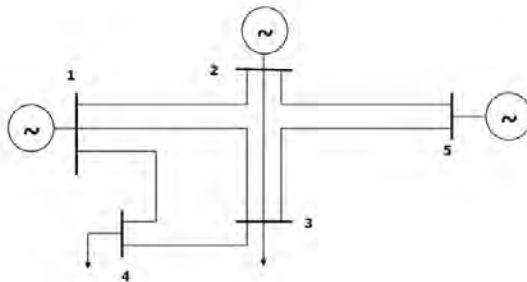
*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## BAB II TEORI PENUNJANG

### 2.1 Sistem Jaringan Distribusi Mesh

Sistem jaringan distribusi *mesh* pada gambar 2.1, merupakan sistem jaringan distribusi yang konfigurasiya memiliki banyak pilihan saluran dan sumber. Akibatnya titik bebannya akan disuplai oleh banyak saluran penyulang dan sumber berbeda, sehingga sistem ini akan memiliki kontinuitas penyaluran tenaga listrik paling andal, akan tetapi memerlukan biaya investasi yang besar.



**Gambar 2.1** Sistem Jaringan Distribusi Mesh

Keuntungan dari sistem ini adalah :

- Penyaluran tenaga listrik dapat dilakukan secara terus-menerus dengan menggunakan dua atau lebih feeder.
- Merupakan pengembangan dari sistem—sistem yang terdahulu
- Tingkat keandalannya lebih tinggi.
- Dapat digunakan pada daerah-daerah yang memiliki tingkat kepadatan tinggi.
- Memiliki kapasitas dan continuitas pelayanan sangat baik
- Gangguan yang terjadi pada salah satu saluran tidak akan mengganggu kontinuitas pelayanan

Sementara kelemahan dari sistem ini adalah:

- Biaya kontruksi dan pembangunan lebih tinggi
- Seting alat proteksi yang lebih sulit

### 2.2 Proteksi Dalam Sistem Tenaga Listrik

Proteksi terhadap suatu sistem tenaga listrik adalah sistem pengaman yang dilakukan terhadap peralatan-peralatan listrik, yang

terpasang pada sistem tenaga listrik tersebut. Misalnya Generator, Transformator, Jaringan Transmisi/distribusi dan lain-lain terhadap kondisi abnormal dari sistem itu sendiri. Yang dimaksud dengan kondisi abnormal tersebut antara lain dapat berupa :

- Hubung singkat
- Tegangan lebih
- Beban lebih
- Frekuensi sistem turun/naik
- Dll

Adapun fungsi dari sistem proteksi adalah :

- Untuk menghindari ataupun untuk mengurangi kerusakan peralatan listrik akibat adanya gangguan (kondisi abnormal) semangkin cepat reaksi perangkat proteksi yang digunakan, maka akan semakin sedikit pengaruh gangguan terhadap kemungkinan kerusakan alat.
- Untuk mempercepat melokalisasi luas/zone daerah yang terganggu sehingga menjadi sekecil mungkin.
- Untuk dapat memberikan pelayanan listrik dengan keandalan yang tinggi kepada konsumen, dan juga mutu listriknya baik.
- Untuk mengamankan manusia (terutama) terhadap bahaya yang ditimbulkan oleh listrik.

Dalam suatu sistem tenaga listrik, proteksi harus dapat mengatasi berbagai macam gangguan-gangguan pada sistem tenaga listrik, oleh sebab itu dibutuhkan peralatan listrik salah satunya adalah rele pengaman. Rele pengaman dalam sistem tenaga listrik merupakan peralatan yang dirancang untuk mulai pemisahan bagian sistem tenaga listrik atau untuk mengoperasikan signal bila terjadi gangguan.

Untuk menjamin keandalan, sebuah rele pengaman harus memenuhi persyaratan sebagai berikut [9]:

- Kecepatan Bereaksi  
Saat mulai ada gangguan sampai pelepasan pemutus (CB), dimana kadang-kadang diperlukan kelambatan waktu :  
$$T_{op} = t_p + t_{cb}$$
$$T_{op} = \text{waktu total}$$
$$t_p = \text{waktu bereaksi dari unit proteksi}$$
$$t_{cb} = \text{waktu pelepasan CB}$$

Kecepatan pemutus arus gangguan dapat mengurangi kerusakan serta menjaga stabilitas operasi mesin-mesin.

- Kepekaan Operasi (*Sensitivity*)  
Merupakan kemampuan rele pengaman untuk memberikan respon bila merasakan gangguan.
- Selektif (*Selectivity*)  
Kemampuan rele pengaman untuk menentukan titik dimana gangguan muncul dan memutuskan rangkaian dengan membuka CB terdekat.
- Keandalan (*Reliability*)  
Merupakan jumlah rele yang bekerja atau mengamankan terhadap jumlah gangguan yang terjadi. Keandalan proteksi yang baik adalah 90-99%
- Ekonomis  
Penggunaan rele selain memenuhi syarat diatas, juga harus disesuaikan dengan harga peralatan yang diamankan.

### 2.3 Gangguan Pada Sistem Tenaga Listrik

Pada dasarnya suatu gangguan adalah tiap keadaan sistem yang menyimpang dari keadaan normal, dimana keadaan ini dapat mengakibatkan terganggunya kontinuitas pelayanan tenaga listrik. Gangguan dalam operasi sistem tenaga listrik merupakan kejadian yang dapat menyebabkan bekerjanya pengaman tenaga listrik.

Berdasarkan sifat, gangguan pada sistem tenaga listrik dapat dibagi menjadi dua, yaitu gangguan sementara dan gangguan permanen. Gangguan sementara merupakan gangguan yang tidak memerlukan perbaikan untuk beroperasinya sistem tenaga listrik, misalnya pada keadaan beban lebih. Sedangkan gangguan permanen merupakan gangguan yang mengakibatkan operasi sistem tenaga tidak akan normal kembali sebelum gangguan diperbaiki. Pada gangguan yang bersifat sementara biasanya penyebab gangguan akan hilang dengan sendirinya setelah pemutus tenaga trip. Sedangkan gangguan permanen ditandai dengan bekerjanya kembali pemutus tenaga untuk memutuskan aliran daya listrik. Gangguan permanen hanya dapat diatasi setelah penyebab gangguan dihilangkan.

Jika ditinjau dari asal gangguan, gangguan pada sistem tenaga listrik dapat dikelompokkan menjadi dua macam yaitu gangguan yang berasal dari dalam sistem dan gangguan yang berasal dari luar sistem. Penyebab gangguan yang berasal dari dalam sistem antara lain kesalahan pemasangan instalasi yang dapat mengakibatkan gangguan

hubung singkat, kerusakan material seperti isolator pecah, kawat putus, atau kabel cacat isolasinya. Untuk gangguan yang berasal dari luar sistem dapat terjadi karena pengaruh cuaca seperti hujan, angin, serta surja petir.

### **2.3.1 Gangguan Tegangan Lebih**

Gangguan tegangan lebih merupakan gangguan yang besar tegangan yang ada pada jaringan listrik melebihi tegangan nominal, yang diakibatkan oleh beberapa hal sebagai berikut :

- Menurunnya beban atau hilangnya beban pada jaringan, yang disebabkan oleh swtching karena gangguan atau disebabkan karena manuver.
- Terjadinya gangguan pada pengatur tegangan otomatis/*automatic voltage regulator (AVR)* pada generator atau pada *on load tap chenger transformer*.
- Terjadinya sambaran petir atau surja petir (*lightning surge*), yang mengakibatkan hubung singkat dan tegangan lebih

### **2.3.2 Gangguan Beban Lebih**

Dalam suatu sistem tenaga listrik, yang dimaksud gangguan beban lebih adalah pelayanan kepada pelanggan listrik yang melebihi kemampuan sistem tenaga listrik yang ada.

Pada dasarnya kondisi beban lebih bukan merupakan sebuah gangguan, namun merupakan sebuah kondisi abnormal dari sistem dimana apabila dibiarkan secara terus menerus akan dapat membahayakan peralatan dan sistem, sehingga harus diamankan dan oleh karena itu keberadaan beban lebih ini juga harus ditinjau.

Gangguan ini terjadi karena arus yang mengalir pada peralatan (trafo, generator, motor, dll) atau pada saluran telah melebihi arus nominal yang diizinkan ( $I > I_n$ ) [9]. Jadi pada saat gangguan terjadi arus yang mengalir melebihi kapasitas peralatan listrik dan pengamanan yang terpasang. Pengaruh dari beban lebih ini dapat mengakibatkan pemanasan yang berlebihan dan apabila dibiarkan akan menyebabkan mempercepat penuaan dan memperpendek umur peralatan listrik.

### **2.3.3 Gangguan Hubung Singkat**

Hubung singkat merupakan suatu hubungan abnormal (termasuk busur api) pada impedansi yang relatif rendah terjadi secara kebetulan atau disengaja antara dua titik yang mempunyai potensial yang berbeda.

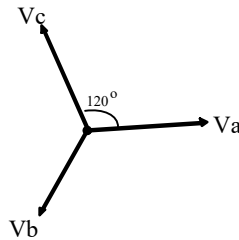


Gangguan hubung singkat (*short circuit*) pada sistem tenaga listrik pada umumnya dibagi menjadi dua jenis, yaitu gangguan simetri dan gangguan tak simetri.

Pada sistem tenaga listrik, gangguan yang sering terjadi adalah gangguan hubung singkat asimetri. Dalam proteksi sistem tenaga listrik sangat penting mengetahui distribusi arus dan tegangan di berbagai tempat sebagai akibat adanya gangguan. Karakteristik kerja rele dipengaruhi oleh nilai arus dan atau tegangan yang terbaca pada rele proteksi. Dengan mengetahui nilai arus dan tegangan di berbagai tempat maka dapat digunakan untuk menentukan setelan (*setting*) rele proteksi dan rating *circuit breaker*-nya.

#### 2.3.3.1 *Gangguan Simetri*

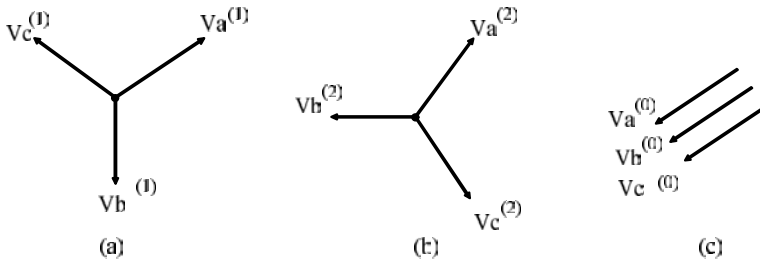
Gangguan simetri adalah gangguan yang seimbang antar fasanya. Contoh dari gangguan ini yaitu gangguan tiga fasa. Pada saat terjadi gangguan, nilai pada setiap fasanya akan sama sehingga apabila dijumlahkan akan bernilai nol [10]. Gambar 2.2 berikut adalah gambar fasor diagram dari gangguan simetri.



**Gambar 2.2** Fasor Diagram Gangguan Simetri

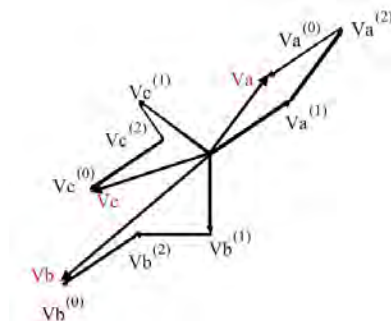
#### 2.3.3.2 *Gangguan Asimetri*

Gangguan asimetri disebut juga sebagai gangguan tidak seimbang. Dikatakan sebagai gangguan tidak seimbang karena apabila terjadi gangguan, nilai tiap fasanya tidak sama. Artinya, yang memberikan kontribusi arus hanya dari salah satu atau dua fasanya. Contoh dari gangguan ini yaitu gangguan satu fasa ketanah, antar fasa dan dua fasa ketanah. Untuk analisa gangguan asimetri disederhanakan dengan menggunakan komponen simetri. Gambar 2.3 berikut adalah gambar dari komponen simetri.



**Gambar 2.3** (a) Komponen Urutan Positif; (b) Komponen Urutan Negatif; (c) Komponen Urutan Nol

Perbedaan nilai antar fasa ini bisa dilihat dari besarnya magnitude ataupun dari sudut fasa. Sehingga untuk menyamakan setiap fasanya digunakanlah komponen simetri yaitu komponen urutan positif (1), komponen urutan negatif (2) dan komponen urutan nol (0). Nilai dari tegangan/arus hubung singkat adalah hasil penjumlahan dari ketiga urutan tersebut. Gambar 2.4 berikut adalah fasor penjumlahan dari komponen simetri.



**Gambar 2.4** Diagram Fasor Penjumlahan Komponen Simetri  
Dari Gambar 2.4 didapatkan bahwa nilai setiap fasanya yaitu :

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\ V_b &= V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \\ V_c &= V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Variabel  $V_b$  dan  $V_c$  dapat diganti dengan variabel  $V_a$  yang dikalikan dengan fungsi operator  $a$  dimana nilainya yaitu  $1/\angle 120^\circ$ .

Sehingga dari Gambar 2.3 dapat dilihat hubungan antara  $V_a$ ,  $V_t$  dan  $V_c$  adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} V_t^{(C)} &= V_a^{(C)} & V_c^{(C)} &= V_a^{(C)} \\ V_t^{(1)} &= \alpha^z V_a^{(1)} V_c^{(1)} = \alpha V_a^{(1)} \\ V_t^{(z)} &= \alpha_a^{(z)} V_c^{(z)} = \alpha^z V_a^{(z)} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Substitusi persamaan (2.2) ke (2.1), sehingga didapatkan:

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(C)} + V_a^{(1)} + V_a^{(z)} \\ V_t &= V_a^{(C)} + \alpha^z V_a^{(1)} + \alpha_a^{(z)} \\ V_c &= V_a^{(C)} + \alpha V_a^{(1)} + \alpha^z V_a^{(z)} \end{aligned} \quad (2.3)$$

Atau dalam bentuk matriks yaitu:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_t \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^z & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^z \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(C)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(z)} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_a^{(C)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(z)} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Dimana nilai A yaitu :

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^z & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^z \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Kemudian nilai A di invers untuk mempermudah perhitungan.

$$A^{-1} = \frac{1}{\Xi} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^z \\ 1 & \alpha^z & \alpha \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Untuk mendapatkan nilai komponen simetri, maka sisi sebelah kiri dikalikan dengan  $A^{-1}$ .

$$\begin{bmatrix} V_a^{(C)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(z)} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Xi} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^z \\ 1 & \alpha^z & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_t \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Perkalian dari matriks tersebut yaitu:

$$V_a^{(0)} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (2.8)$$

$$V_a^{(1)} = \frac{1}{3}(V_a + \alpha V_b + \alpha^2 V_c) \quad (2.9)$$

$$V_a^{(2)} = \frac{1}{3}(V_a + \alpha^2 V_b + \alpha V_c) \quad (2.10)$$

Sama halnya dengan tegangan, persamaan untuk arus hubung singkat adalah sebagai berikut:

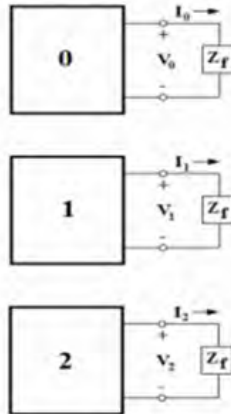
$$\begin{bmatrix} I_f^{(0)} \\ I_f^{(1)} \\ I_f^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_f \\ I_f \\ I_f \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

### 2.3.4 Rumus Perhitungan Arus Hubung Singkat

Pada sistem tenaga listrik terdapat beberapa jenis gangguan hubung singkat. Hubung singkat terdiri dari hubung singkat tiga fasa, antar fasa, dan hubung singkat satu fasa ketanah. Perhitungan besar arus hubung singkat adalah sebagai berikut:

#### 2.3.4.1. *Hubung Singkat Tiga Fasa*

Merupakan hubung singkat yang melibatkan ketiga fasanya.



**Gambar 2.5** *Sequence Network Connection Three Phase Fault*

Dikarenakan impedansi urutan positif ( $Z_1$ ), urutan negatif ( $Z_2$ ), dan urutan nol ( $Z_0$ ) memiliki nilai yang sama, maka dipilih salah satunya, sehingga besar arus hubung singkat :

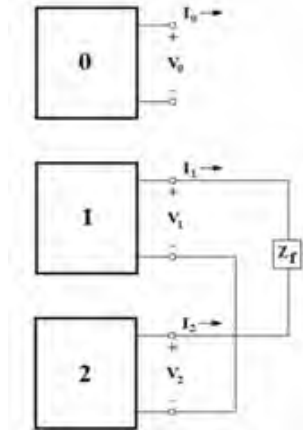
$$I_{\phi} = 3\phi = \frac{V}{Z_1} \text{ (pu)} \quad (2.12)$$

$$I_{\phi} = 3\phi = \frac{M}{\sqrt{3} \times k} \text{ (KA)} \quad (2.13)$$

$$M_{\phi} = \frac{M}{Z_1} \text{ (pu)} \quad (2.14)$$

#### 2.3.4.2. *Hubung Singkat Antar Fasa*

Hubung singkat yang melibatkan dua fasanya.



**Gambar 2.6** *Sequence Network Connections Line to Line Fault*

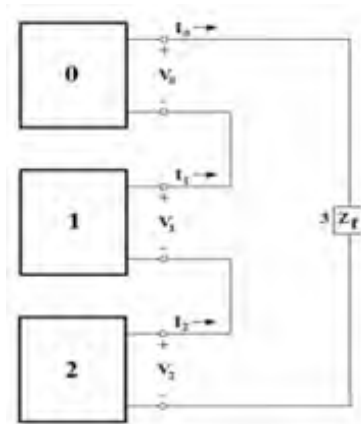
Dikarenakan impedansi Urutan positif ( $Z_1$ ) sama dengan impedansi urutan negatif ( $Z_2$ )

$$I_{\phi} = 2\phi = \frac{V_L}{Z_1} = \frac{\frac{V}{\sqrt{3}} \times \sqrt{3}}{Z_1} = \frac{V}{Z_1} \times \frac{\sqrt{3}}{2} \approx I_{\phi} = 3\phi \times 0,866 \quad (2.15)$$

Sementara impedansi urutan nol ( $Z_0$ ) tidak ada.

#### 2.3.4.3. *Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah*

Merupakan hubung singkat yang melibatkan impedansi urutan nol ( $Z_0$ ), dan besarnya arus hubung singkat bergantung pada sistem pentanahan yang digunakan.



**Gambar 2.7** *Sequence Network Connection Single Line to Ground Fault*

Maka besar arus hubung singkat:

$$I_{1\phi} = \frac{\varepsilon V}{Z1 + Z2 + Z0 + \varepsilon Z} \quad (2.16)$$

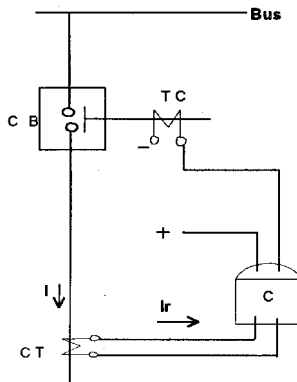
Jika sistem menggunakan pentanahan solid maka  $Z_G = 0$ , sehingga persamaannya menjadi:

$$I_{1\phi} = \frac{\varepsilon V}{Z1 + Z2 + Z0} = \frac{\varepsilon \times V}{\varepsilon \times Z1} \approx I_{3\phi} \quad (2.17)$$

## 2.4 Rele Arus Lebih

Rele arus lebih merupakan salah satu peralatan pengaman sistem tenaga listrik dengan parameter observasi berupa arus yang mengalir. Rele arus lebih biasa digunakan untuk mengamankan sistem dari gangguan beban lebih (overload) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*). Sedangkan untuk gangguan satu fasa ketanah dan dua fasa ketanah akan diamankan oleh rele pengaman gangguan ketanah (*ground fault relay*) yang tidak lain adalah pengaman arus lebih yang dilengkapi *zero sequence current filter* [9].

Adapun konsep kerja rele arus lebih adalah seperti yang diperlihatkan pada gambar 2.8.



**Gambar 2.8** Skema kerja rele arus lebih

Dimana :

CB = *Circuit Breaker*

TC = Trip Coil CB

I = Arus yang mengalir pada saluran yang diamankan

CT = Trafo arus

$I_r$  = Arus yang mengalir pada rele

C = Rele arus lebih

Ip = Arus pick-up dari rele

Saat CT sebagai *sensing* atau membaca arus yang mengalir melebihi nilai arus setingan, maka CT akan mengkonversi arus dari sisi primer trafo ke sisi sekunder trafo (Ir) dan mengalir ke rele. Saat rele membaca adanya arus yang mengalir melebihi arus setingnya maka rele akan mengirim sinyal ke TC untuk memerintahkan CB untuk membuka (*trip*).

$I_f > I_p$  Rele bekerja (*trip*)

$I_f < I_p$  tidak bekerja (blok)

### 2.4.1 Rele Arus Lebih Waktu Invers

Rele arus lebih ini memiliki waktu operasi yang berbanding terbalik dengan besarnya arus gangguan. Jadi, semakin besar arus gangguan maka rele akan beroperasi dalam waktu yang semakin cepat, dan juga sebaliknya jika arus gangguan kecil maka waktu operasi rele akan lebih lama. TCC (*time-current characteristic*) adalah kurva dengan skala dalam *time dial*. Semakin besar *time dial*, maka semakin lama waktu operasi dari rele tersebut.

Berdasarkan Standar IEC 255-3 dan BS 142, karakteristik waktu invers disebut juga *Inverse Definite Minimum Time (IDMT)* dinyatakan dengan persamaan:

- Standart Inverse 
$$\frac{0,1}{I^{0,8}-1} \times \frac{M}{1} \quad (2.15)$$

- Very Inverse 
$$\frac{1,5}{I-1} \times \frac{M}{1} \quad (2.16)$$

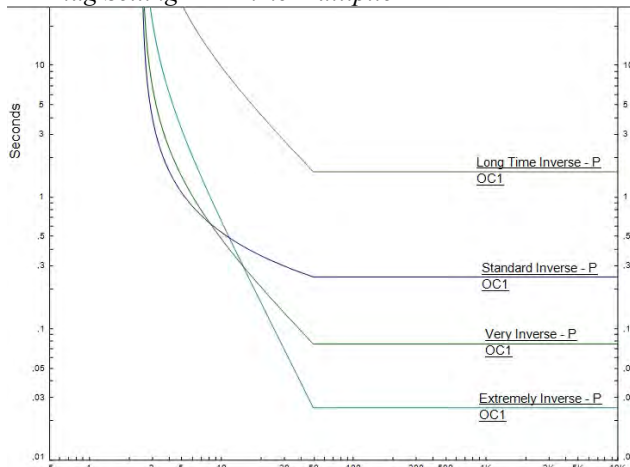
- Extremelly Inverse 
$$\frac{8}{I^2-1} \times \frac{M}{1} \quad (2.17)$$

- Long Time Inverse 
$$\frac{1}{I-1} \times \frac{M}{1} \quad (2.18)$$

Dimana :

I = *Current Multiple*

M = *Plug Setting atau Time Multiplier*



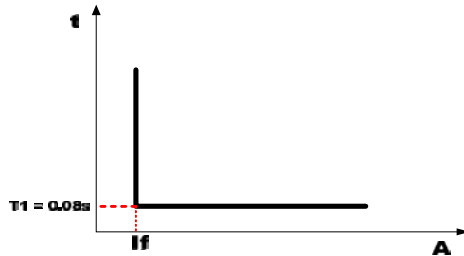
**Gambar 2.9** Karakteristik *Standard Inverse*, *Very Inverse*, *Extremely Inverse* dan *Long Time Inverse*.

## 2.4.2 Rele Arus Lebih Waktu Instan

Rele arus lebih waktu instan bekerja tanpa penundaan waktu, akan tetapi bekerja dengan waktu cepat sebesar 0,1 detik biasanya 0.08 detik. Pada rele ini mempunyai sifat kerja yang didasarkan besarnya gangguan hubung singkat yang dipilih seperti gambar 2.10. Berbeda



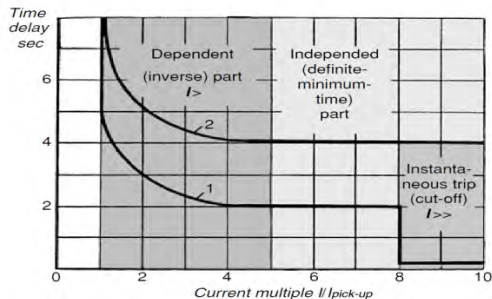
dengan invers, rele arus lebih waktu instan akan *trip* dalam waktu yang sama walaupun besar arus hubung singkat berbeda-beda selama besar arus hubung singkat masih didalam cakupan setingan rele dalam waktu instan.



**Gambar 2.10** Karakteristik Rele Arus Lebih *Instant*

### 2.4.3 Rele Arus Lebih Waktu Invers dan Instan

Rele jenis ini merupakan setingan rele yang menggabungkan antara rele arus lebih waktu invers dengan rele arus lebih waktu instan. Rele bekerja pada kurva daerah instan apabila sumber gangguan terlalu dekat sehingga CB dapat *trip* lebih cepat. Rele akan bekerja invers jika gangguan berada jauh dari rele. Gambar 2.11 merupakan kombinasi IDMT dengan rele arus lebih waktu instan.



**Gambar 2.11** Kombinasi IDMT Dengan Rele Arus Lebih Waktu Instan

#### 2.4.4 Koordinasi Rele Arus dan Waktu

Pada dasarnya rele arus lebih dalam koordinasi terdiri dari rele utama dan rele *back-up*, dimana jika rele utama gagal dalam beroperasi maka ada rele *back up* yang akan menggantikannya.

Dan juga perlu diketahui bahwa waktu operasi dari rangkaian pengaman, yaitu waktu yang diperlukan untuk rele mulai *pick-up* sampai kontak CB terbuka. Berdasarkan IEEE 242:

Waktu terbuka CB (2-5 <i>Cycle</i> )	: 0,04-0,1 detik
<i>Overtravel</i> dari rele	: 0,1 detik
Faktor keamanan	: 0,12-0,22 detik

Untuk rele static dan rele digital berbasis *microprocessor*, *overtravel time* dari rele dapat diabaikan.

Sehingga total waktu : 0,2-0,4 detik

Interval waktu ini sangat berguna untuk pertimbangan dalam koordinasi antar rele. Artinya antara waktu kerja rele utama dan rele *back-up* memiliki interval waktu dari 0,2 sampai 0,4.

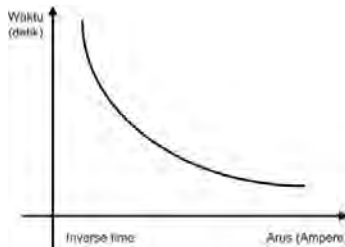
### 2.5 Penyetelan Rele Arus Lebih

Pada dasarnya rele arus lebih berfungsi untuk mengamankan gangguan beban lebih dan gangguan hubung singkat. Seperti yang telah dijelaskan pada sub-bab sebelumnya, rele arus lebih bekerja sebagai pengaman utama dan juga bisa menjadi pengaman cadangan jika pengaman utama terjadi kegagalan. Hal ini apabila rele arus lebih digunakan pada sistem distribusi tegangan menengah. Namun jika pada saluran transmisi tegangan tinggi, rele arus lebih berfungsi sebagai *back-up*, dimana rele jarak sebagai pengaman utamanya.

Sebelum melakukan penyetelan rele arus lebih waktu invers dan instan, maka terlebih dahulu harus diketahui besar rasio CT (*current transformer*) yang digunakan. Dimana rasio CT diatas nilai  $I_{FLA}$  (arus *full load*)

#### 2.5.1. Penyetelan Rele Arus Lebih Invers

Pada rele arus lebih waktu invers memiliki karakteristik semangkin besar arus gangguan maka waktu operasi rele semangkin cepat.



**Gambar 2.12** Kurva Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Invers

Pada rele arus lebih terdapat dua seting, yaitu seting arus (*tap*) dan seting waktu (*time dial*). Penyetelan *tap* pada rele ditemukan dengan persamaan :

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} \quad (2.19)$$

Penyetelan harus memperhatikan besar arus beban maksimal, yang artinya setelan arus pada waktu invers harus diatas arus beban penuh. Hal ini bertujuan agar saat kondisi pada beban maksimum rele tidak bekerja.  $I_{set}$  merupakan setingan arus pickup yang dapat diartikan sama dengan arus yang dibaca pada arus primer CT. Berdasarkan Standar British BS-142, penyetelan arus pickup ( $I_{set}$ ) mempunyai batas sebagai berikut :

$$1,05 I_{FLA} < I_{set} < 1,4 I_{FLA} \quad (2.20)$$

Penyetelan waktu dilakukan dengan penyetingan *time dial*. *Time dial* bertujuan untuk mendapatkan waktu operasi dari rele tersebut. Berdasarkan IEC 255-3, setingan *time dial* didapatkan dari persamaan:

$$t = \frac{k \times T_d}{\left[ \left( \frac{I_{max}}{I_{set}} \right)^\alpha - 1 \right]} \quad (2.21)$$

Dimana :

$t$  = Waktu operasi (detik)

$T_d$  = *Time dial*

- $I$  = Nilai arus gangguan (Ampere)  
 $I_{set}$  = Arus *pickup* (Ampere)  
 $k$  = Koefisien invers 1 (Dipresentasikan Pada Tabel 2.1)  
 $\alpha$  = Koefisien invers 2 (Dipresentasikan Pada Tabel 2.1)

**Tabel 2.1** Koefisien Invers Time Dial

Tipe Kurva	Koefisien	
	<b>k</b>	<b><math>\alpha</math></b>
<i>Standard Inverse</i>	0.14	0.02
<i>Very Inverse</i>	13.50	1,00
<i>Extremely Inverse</i>	80.00	2.00

### 2.5.2. Penyetelan Rele Arus Lebih Instan

Untuk menentukan setelan pickup ( $I_{set}$ ) instan ini menggunakan arus hubung singkat pembangkitan minimum ( $I_{sc \min}$ ) dua fasa. Sehingga *settingan* ditetapkan :

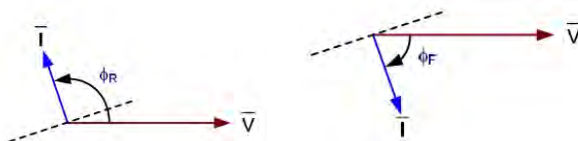
$$1,6 \times I_{FLA} < I_{set} < 0,8 \times I_{sc \min} \quad (2.22)$$

## 2.6 Rele Arus Lebih Berarah (*Directional Over Current Relay*)

Rele *directional* adalah rele yang digunakan untuk memproteksi jaringan cincin atau jaringan yang terhubung dengan beberapa sumber pembangkit. Rele direksional diperlukan sebab pada jaringan demikian rele arus lebih biasanya tidak bekerja secara selektif.

Rele direksional dibuat seperti rele arus lebih biasa ditambah dengan elemen arah yang dapat menentukan arah gangguan yang dapat digunakan untuk memutuskan apakah gangguan perlu diputus atau tidak.

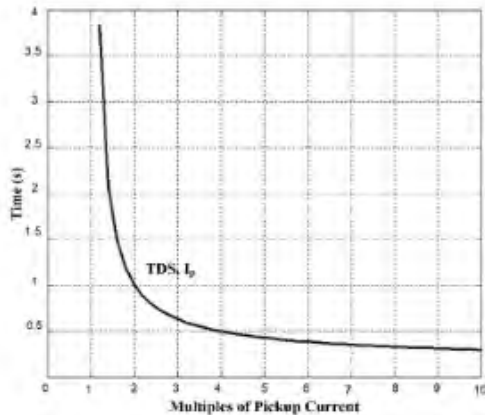
Elemen *directional* bekerja berdasarkan pergeseran fasa antara besar polarisasi dan besar operasinya. Untuk kondisi *forward*,  $I$  lag terhadap  $V$  dan untuk kondisi *reverse*  $I$  lead terhadap  $V$ .



**Gambar 2.13** Basic Directional Element Reverse and Forward

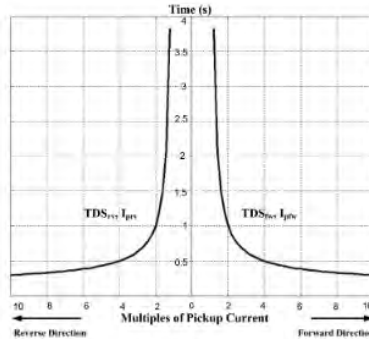
Berdasarkan referensi [11], rele arus lebih berarah dapat diseting dengan satu setingan untuk satu arah (*conventional DOCR*) dan dapat diseting dua setingan dengan dua arah yang berbeda (*dual Settings DOCR*).

Untuk satu setingan pada satu arah, artinya rele arus lebih berarah diseting dengan satu setingan dan satu arah kerja. Arah kerja bisa *forward* (maju) atau *reverse* (mundur). Seperti dapat dilihat pada gambar 2.14 karakteristik waktu dan arus pada *conventional DOCR*.



**Gambar 2.14** Karakteristik Waktu dan Arus *conventional DOCR*.

Sedangkan untuk dua setingan pada dua arah yang berbeda artinya dalam satu rele direksional dapat dilakukan setingan berbeda dan arah yang juga berbeda. Untuk *forward* memiliki satu setingan tersendiri dan *reverse* juga memiliki setingan sendiri. Seperti yang dapat dilihat pada Gambar 2.15 karakteristik waktu dan arus *dual setting DOCR*.



**Gambar 2.15** Karakteristik Waktu dan Arus pada *Dual Setting DOCR*.

Dengan adanya *dual setting DOCR* pada rele arus lebih berarah maka akan mempermudah koordinasi proteksi pada sistem *mesh*.

## 2.7 Distributed Generator

Istilah *Distributed Generation* sering digunakan untuk menyatakan sebuah pembangkitan listrik skala kecil. Saat ini, belum ada kesepakatan yang dibuat untuk mendefinisikan *Distributed Generation* secara pasti. Beberapa negara mendefinisikan *Distributed Generation* berdasarkan tingkat tegangan, sedangkan negara yang lain mendefinisikan *Distributed Generation* berdasarkan letak pembangkit pada sistem jaringan listrik.

*International Council on Large Electricity System (CIGRE)* mendefinisikan *Distributed Generation* sebagai setiap unit pembangkit dengan kapasitas maksimum 50 MW sampai 100 MW, yang biasa terhubung ke jaringan distribusi. Di sisi lain *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, mendefinisikan *Distributed Generation* sebagai pembangkitan energi listrik yang dilakukan oleh peralatan yang lebih kecil dari pembangkit listrik pusat sehingga memungkinkan terjadi interkoneksi di hampir semua titik pada sistem tenaga listrik. Sedangkan *International Energy Agency (IEA)*, mendefinisikan *Distributed Generation* sebagai unit pembangkit daya listrik pada sisi konsumen dan menyuplai daya listrik langsung ke jaringan distribusi lokal.

Berdasarkan pengertian-pengertian di atas, *Distributed Generation (DG)* yang akan digunakan pada bab-bab berikutnya adalah unit pembangkit listrik yang terhubung langsung ke jaringan distribusi 20 KV atau di sisi konsumen dengan kapasitas yang relatif kecil (kurang dari 5 MW) [12].

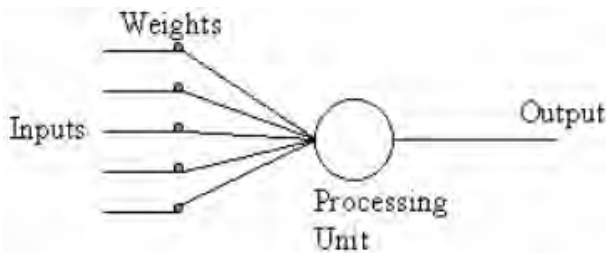
Pada umumnya integrasi DG memiliki dampak terhadap sistem distribusi yang salah satunya terhadap proteksi. Dampak integrasi DG pada proteksi tergantung dari jenis dan sifatnya dalam sistem distribusi. Dengan terhubungnya dengan DG akan mengakibatkan tingkat arus gangguan semakin besar [11].

Pada sistem *mesh*, integrasi DG dapat menimbulkan dampak meningkatnya arus gangguan serta mempengaruhi arah dari arus gangguan. Untuk itu penggunaan *directional over current* adalah solusi yang sangat efektif sebagai pengamanan pada sistem *mesh* yang juga terintegrasi dengan DG [11].

## 2.8 Artificial Neural Network

Secara umum *Neural Network* (NN) adalah jaringan dari sekelompok unit pemroses kecil yang dimodelkan berdasarkan jaringan syaraf manusia. NN ini merupakan sistem adaptif yang dapat merubah strukturnya untuk memecahkan masalah berdasarkan informasi eksternal maupun internal yang mengalir melalui jaringan tersebut. Secara sederhana NN adalah sebuah alat pemodelan data statistik *non-linear*. NN dapat digunakan untuk memodelkan hubungan yang kompleks antara input dan output untuk menemukan pola-pola data.

Secara mendasar, sistem pembelajaran merupakan proses penambahan pengetahuan pada NN yang sifatnya kontinuitas sehingga pada saat digunakan pengetahuan tersebut akan dieksploitasi secara maksimal dalam mengenali suatu objek. *Neuron* adalah bagian dasar dari pemrosesan suatu *Neural Network*. Bentuk dasar dari suatu *neuron* dapat dilihat seperti gambar 2.16.



**Gambar 2.16** Bentuk Dasar *Neuron*

Keterangan Gambar 2.16 adalah sebagai berikut:

- *Input* merupakan masukan yang digunakan baik saat pembelajaran maupun dalam mengenali suatu objek.
- *Weight*, beban yang selalu berubah setiap kali diberikan *input* sebagai proses pembelajaran.
- *Processing Unit* merupakan tempat berlangsungnya proses pengenalan suatu objek berdasarkan pembebanan yang diberikan.
- *Output*, keluaran dari hasil pengenalan suatu objek.

### 2.8.1. Permodelan *Artificial Neuron (Artificial Neuron Model)* [13]

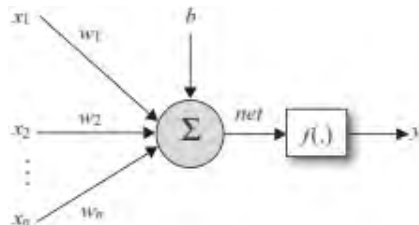
Permodelan *Artificial Neuron* dapat diartikan bagaimana sistem proses kerja jaringan saraf manusia diubah atau dimodelkan ke dalam bentuk matematis yang dapat dihitung. Vektor bobot  $W$  mengandung bobot yang menghubungkan berbagai bagian dari jaringan. Istilah ‘ $W$  (bobot)’ digunakan dalam terminologi jaringan saraf dan merupakan sarana ekspresi koneksi antara dua *neuron* (yaitu, berat informasi yang mengalir dari *neuron* ke *neuron* dalam jaringan saraf).

Setiap model *neuron* terdiri dari elemen pengolahan dengan koneksi input dan satu output. Tahap pertama adalah proses dimana input  $x_1, x_2, \dots, x_n$  dikalikan dengan bobotnya  $w_1, w_2, \dots, w_n$  yang dijumlahkan seperti persamaan berikut:

$$Net = (w_1.x_1 + w_2.x_2 + \dots + w_n.x_n) \quad (2.23)$$

Ini dapat ditulis dalam bentuk notasi vektor sebagai:

$$Net = (\sum_{i=1}^n w_i \cdot x_i) \quad (2.24)$$



**Gambar 2.17** *Perceptron Model*

Sebuah nilai ambang  $b$ , disebut bias, memainkan peran penting untuk beberapa model *neuron* dan perlu disebut sebagai parameter model *neuron* yang terpisah. Maka persamaannya menjadi:

$$Net = (\sum_{i=1}^n w_i \cdot x_i) + b \quad (2.24)$$











Dalam berbagai kondisi masukan dan pengaruh terhadap output, biasanya diperlukan untuk menyertakan *nonlinear* fungsi aktivasi  $f(.)$  dalam susunan neuron. Hal ini bertujuan agar dapat mencapai tingkat yang memadai jika sinyal masukan kecil, dan menghindari resiko output kebatas yang tidak sesuai. Seperti model preceptron yang ditunjukkan pada gambar 2.17. output dari *neuron* yang kini dapat dinyatakan dalam bentuk:

$$y = f(net) \quad (2.25)$$


### 2.8.2. Fungsi Aktivasi (*Activation Function*)

Sebuah fungsi aktivasi tertentu dapat dipilih untuk memecahkan beberapa masalah yang spesifik, sehingga dapat disimpulkan bahwa suatu *neuron* sedang memecahkan suatu masalah tersebut. Ada beberapa jenis fungsi aktivasi  $f(.)$  yang dapat dipilih. Dapat dilihat pada tabel 2.2 .

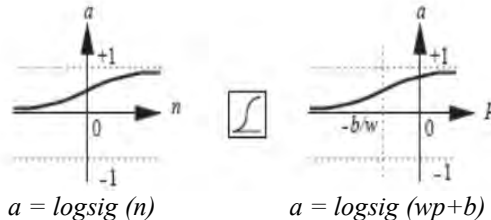
**Tabel 2.2** Fungsi Aktivasi

Name	Input/Output Relation	Icon	Function Mathlab
Hard Limit	$a = 0, n < 0$ $a = 1, n \geq 0$		Hardlim
Symmetrical Hard Limit	$a = -1, n < 0$ $a = +1, n \geq 0$		Hardlimes
Linear	$a = n$		Purelin
Saturation Linear	$a = 0, n < 0$ $a = n, 0 \leq n \leq 1$ $a = 1, n > 0$		Satlin
Symmetrical Saturation Linear	$a = -1, n < -1$ $a = n, -1 \leq n \leq 1$ $a = 1, n > 1$		Satlins
Log-Sigmoid	$a = \frac{1}{1 + e^{-n}}$		Logsig
Hyperbolic Tangent Sigmoid	$a = \frac{e^z}{1 + e^z} - 1$		Tansig
Positive Linear	$a = 0, n < 0$ $a = n, 0 \leq n$		Poslin

**Tabel 2.2** Lanjutan Fungsi Aktivasi

Name	Input/Output Relation	Icon	Function Matlab
Competitive	a = 1 neuron with max n a = 0 all other neuron		Compet

Fungsi aktivasi *log-sigmoid* dapat dilihat pada gambar 2.18.



**Gambar 2.18** Fungsi Aktivasi Log-Sigmoid

Fungsi aktivasi ini menangani masukan (yang mungkin mempunyai nilai *minus* maupun *plus* yang tidak terbatas) dan menghimpit keluaran pada *range* 0 sampai 1, sesuai dengan pernyataan:

$$a = \frac{e^z}{1 + e^{(-z)}} - 1 \quad (2.26)$$

Gambar pada sisi kanan dari Gambar 2.3, menggambarkan karakteristik *input/output* dari *single-input neuron* yang menggunakan fungsi aktivasi *log-sigmoid*. Disini terlihat efek dari *weight* dan *bias*. Pada Gambar 2.18 dapat dilihat bentuk dari fungsi aktivasi *log-sigmoid* yang diperlihatkan diantara kedua gambar. Secara umum, biasanya bentuk itu yang digunakan untuk menggantikan diagram jaringan yang menunjukan suatu fungsi transfer tertentu yang sedang digunakan.

### 2.8.3. Network Architecture

Dua atau lebih neuron dapat dikombinasikan dalam lapisan untuk membentuk jaringan dan arsitektur jaringan dapat berisi satu atau lebih lapisan. Mengingat konektivitas *neuron* dalam jaringan, pengkombinasian ini dapat dibagi menjadi dua tipe:

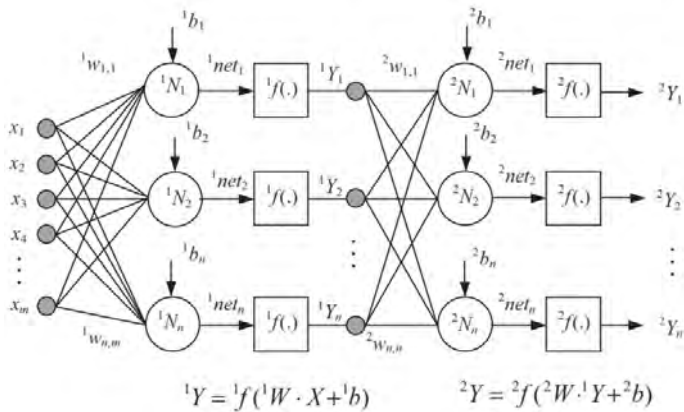
- *Feedforward network*
- *Recurrent Network or Feedback Network*

Pengkombinasian pada tipe *feedforward network* dapat dibagi lagi menjadi beberapa tipe:

- *Multilayer perceptron networks*
- *Radial basis function networks*

- Generalized regression neural networks
- Probabilistic neural networks
- Belief networks
- Hamming networks
- Stochastic networks

*Multilayer perceptron networks* adalah tipe yang digunakan pada tugas akhir ini. *Multilayer perceptrons networks* (MLP) merupakan sebuah jaringan dengan beberapa lapis *perceptrons* yang adalah MLP. Setiap lapisan memiliki matriks bobot  $w$ , vektor bias  $b$  dan vektor *output*  $y$  seperti yang ditunjukkan gambar 2.19.



**Gambar 2.19** *Multilayer Perceptron Network*

*Output* dari lapisan tersembunyi pertama yang didefinisikan sebagai  $^1Y = ^1f(^1W \cdot X + ^1b)$  dan output didefinisikan sebagai  $^2Y = ^2f(^2W \cdot ^1Y + ^2b)$ , dimana  $f(\cdot)$  adalah fungsi aktivasi yang dipilih.

Pada prinsipnya MLP dapat digunakan dalam segala macam model, linear atau nonlinear, dan baik jaringan *single-layer* atau *multilayer*. Namun biasanya jaringan MLP menggunakan *sigmoid*, fungsi *tansigmoid* dalam jaringan berlapis (kebanyakan tiga lapis), seperti yang ditunjukkan gambar 2.19. Masing-masing komponen  $m$  dari vektor input  $x = \{x_1, x_2, \dots, x_m\}$  feedsforward ke  $n$  neuron dengan fungsi *sigmoid* yang didefinisikan sebagai  $f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$  atau *tansigmoid* atau hiperbolik fungsi tangen didefinisikan  $f(x) = \frac{1 - e^{-x}}{1 + e^{-x}}$ , yang *output* linear dikombinasikan dengan bobot  $w = \{w_1, w_2, \dots, w_n\}$  ke *output* jaringan  $f(x)$ .

Ketiga fungsi aktivasi ini yang paling umum digunakan dalam jaringan MLP.

Tidak ada aturan yang tepat untuk menentukan jumlah lapisan dan *neuron* tersembunyi di lapisan *hidden-layer*. Secara umum, MLP dengan satu lapisan tersembunyi akan membutuhkan setidaknya  $(P-1)$  *neuron* tersembunyi untuk mengklasifikasikan pola  $P$  (Huang dan Huang, 1991; Choi et al, 2001.). Lapisan tersembunyi dapat menghafal pola *input* daripada belajar fitur ketika jumlah *hidden-layer neuron* melebihi jumlah pola pelatihan. Jika *neuron* tunggal menghafal pola input, jaringan akan beresiko kegagalan *neuron* itu. Oleh karena itu, menghafal tersebut harus dicegah dan ini dapat dilakukan dengan memvariasikan pola masukan selama pelatihan. Dengan kata lain, pola yang sama tidak boleh digunakan lebih dari sekali untuk pelatihan. Menerapkan sedikit variasi untuk pola masukan akan membuat pelatihan lebih kuat.

Jumlah *neuron* pada lapisan tersembunyi memiliki dampak yang menentukan pada operasi jaringan dan kinerja. Ini bukan parameter kritis sebagai waktu pelatihan tidak berbeda secara signifikan untuk lapisan tersembunyi berukuran serupa. Sejumlah besar *neuron* pada lapisan tersembunyi akan membuat proses pelatihan yang panjang. Jika jumlah sampel pelatihan lebih kecil dari ukuran jaringan, mungkin berlatih dengan berlebihan jaringan dan kehilangan generalisasi kemampuan. (Tsoukalas dan Uhrig, 1997; Rutkowski, 2005)

#### **2.8.4. Learning in Neural Network**

*Learning* (pembelajaran) dalam jaringan *neural network* adalah prosedur untuk memodifikasi bobot dan bias dari jaringan, juga disebut sebagai algoritma pelatihan memaksa jaringan untuk menghasilkan respon tertentu terhadap input yang spesifik. Banyak aturan *learning* yang digunakan. Dua jenis aturan *learning* yaitu:

- *Supervised Learning*
- *Unsupervised Learning*

Pada tugas akhir ini menggunakan *supervised learning* sebagai metode pembelajaran. *Supervised learning* merupakan metode pembelajaran yang diawasi disediakan dengan *set data input/output* (disebut juga data *training*) dari perilaku jaringan yang tepat. Sebagai *input* yang diterapkan ke jaringan, *output* jaringan dibandingkan dengan output sasaran. Aturan pembelajaran kemudian digunakan untuk menyesuaikan bobot dan bias jaringan untuk memindahkan *output*

jaringan lebih dekat ke sasaran. Belajar terawasi diilustrasikan pada gambar 2.20.

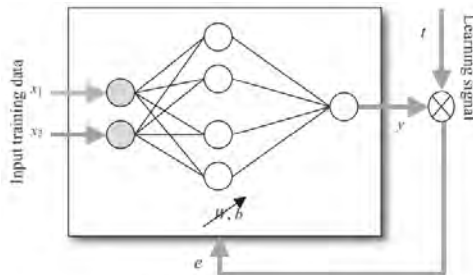


Figure 4.15 Supervised learning

### Gambar 2.20 Supervised Learning

Metode pembelajaran mencoba untuk meminimalkan kesalahan saat ini dari semua elemen pengolahan. pengurangan kesalahan global dibuat dari waktu ke waktu dengan terus memodifikasi bobot sampai tujuan kesalahan yang dapat diterima tercapai. Pelatihan terdiri dari penyajian input dan output data ke jaringan. Data ini sering disebut sebagai pelatihan ditetapkan. Artinya, untuk setiap set masukan yang diberikan kepada sistem, sesuai yang diinginkan keluaran set disediakan juga:

$$\{(x_1, x_2), {}^1(t_1)\}, \{(x_1, x_2), {}^2(t_1)\}, \dots, \{(x_1, x_2), {}^N(t_1)\} \quad (2.27)$$

Dalam *supervised learning* terdapat beberapa tipe dalam aturan,

yaitu:

- *Widrow-Hoff Rule*
- *Gradient Descent*
- *Delta Rule*
- *Backpropagation Rule*
- *Cohen-Grossberg Learning Rule*
- *Adaptive Conjugate Gradient Model of Adeli and Hung*

Dalam tugas akhir ini menggunakan tipe aturan *Backpropagation Lavemberg*. *Backpropagation Lavemberg* merupakan salah satu proses *learning* yang jika *output* dari *hidden layer* masih belum mendekati nilai *output* target dan belum memenuhi syarat *error* antara *output learning* dengan *output* target, maka *output learning* akan di *learning* kembali ke *hidden layer* untuk menemukan nilai bobot dan bias baru pada setiap *hidden layer* hingga *output learning* mendekati *output* target dan memenuhi syarat *error*nya.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## BAB III PERANCANGAN SISTEM

### 3.1. Data Sistem Distribusi *Mesh*

Simulasi koordinasi proteksi adaptif pada tugas akhir ini menggunakan sistem distribusi *mesh* 8 bus yang terhubung dengan satu sumber pembangkit utama (*grid*) dan dua pembangkit tersebar. Jenis DG yang digunakan yaitu generator sinkron. Tersambung atau terputusnya DG dapat dioperasikan dengan mengatur CB. Adapun spesifikasi *grid* dan DG dapat dilihat pada tabel 3.1 dan tabel 3.2.

**Tabel 3.1** Data *Grid*

No	Jenis	MVAsc	Rating Tegangan (kV)	Bus
1	Grid	500	20 kV	4

**Tabel 3.2** Data *Distributed Generation*

No	Jenis	Rating Daya (MW)	Rating Tegangan (kV)	Power Faktor (%)	Bus
1	DG1	4,08	20	85	1
2	DG2	4,08	20	85	6

Beban yang terpasang pada simulasi ini adalah beban *Lumped Load*. Beban *Lumped Load* ini merupakan beban yang terdiri beban motor dan beban *static*. Besar kapasitas beban dapat dilihat pada tabel 3.3.

**Tabel 3.3** Data Beban

No	Beban	Bus	MVA	Tegangan (kV)	Power Faktor (%)
1	Load 1	3	6	20	85
2	Load 2	4	5	20	85
3	Load 3	5	6	20	85
4	Load 4	2	5	20	85

Untuk menghubungkan setiap bus maka digunakan kabel dengan data saluran dapat dilihat pada tabel 3.4.

**Tabel 3.4** Data Saluran

Bus	R/km $\Omega$	X/km $\Omega$	Jarak (m)
1 – 2	0,128	0,11868	1000
1 – 3	0,128	0,11868	1000
3 – 4	0,128	0,11868	500
4 – 5	0,128	0,11868	500
5 – 6	0,128	0,11868	500



**Tabel 3.4** Data Saluran (Tabel Lanjutan)

Bus	R/km $\Omega$	X/km $\Omega$	Jarak (m)
6 – 2	0,128	0,11868	500
6 – 1	0,128	0,11868	1000

Dalam perancangan sistem pada simulasi digunakan rele arus lebih berarah dengan *dual setting* sebagai proteksi. Pada sistem proteksi terdiri dari rele, CT (*current transformer*) dan CB yang satu sama lain saling terhubung.

**Tabel 3.5** Data Pengaman Rele dan CT

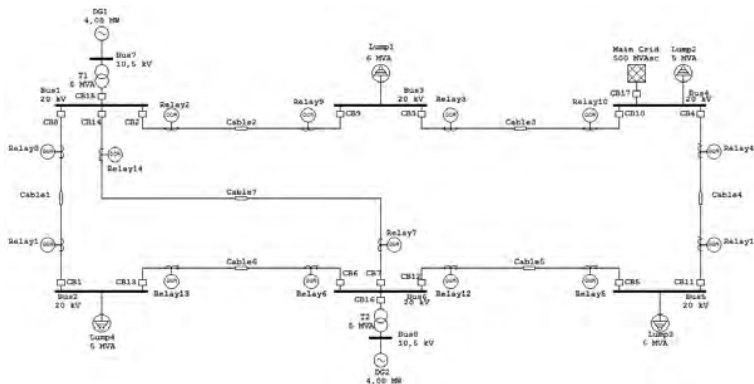
No	Id Rele	Arah Rele	Ratio CT	Bus
1	R1	<i>Forward/Reverse</i>	100/1	1 – 2
2	R2	<i>Forward/Reverse</i>	200/1	1 – 3
3	R3	<i>Forward/Reverse</i>	400/1	3 – 4
4	R4	<i>Forward/Reverse</i>	400/1	4 – 5
5	R5	<i>Forward/Reverse</i>	300/1	5 – 6
6	R6	<i>Forward/Reverse</i>	200/1	6 – 2
7	R7	<i>Forward/Reverse</i>	100/1	6 – 1
8	R8	<i>Forward/Reverse</i>	100/1	1 – 2
9	R9	<i>Forward/Reverse</i>	200/1	1 – 3
10	R10	<i>Forward/Reverse</i>	400/1	3 – 4
11	R11	<i>Forward/Reverse</i>	400/1	4 – 5
12	R12	<i>Forward/Reverse</i>	300/1	5 – 6
13	R13	<i>Forward/Reverse</i>	200/1	6 – 2
14	R14	<i>Forward/Reverse</i>	100/1	6 – 1

Dalam koordinasi proteksi butuh rele *backup* yang akan menggantikan rele utama jika rele utama gagal bekerja. Pasangan rele utama dan rele *backup* dapat dilihat pada tabel 3.6.

**Tabel 3.6** Data Pasangan Rele Utama dan Rele *Backup*

No	Rele Primer	Rele Backup	No	Rele Primer	Rele Backup
1	R1	R8	8	R8	R1
2	R2	R9	9	R9	R2
3	R3	R10	10	R10	R3
4	R4	R11	11	R11	R4
5	R5	R12	12	R12	R5
6	R6	R13	13	R13	R6
7	R7	R14	14	R14	R7

Sistem disimulasikan untuk mendapatkan data-data arus hubung singkat dan dilakukan penyetingan rele secara manual dengan penyetingan terfokus pada setingan *highset* saja. Rele yang digunakan pada simulasi ETAP 12.6 adalah rele ABB REX 521. Selanjutnya data arus hubung singkat dan data setingan yang telah didapatkan dari simulasi ETAP 12.6 digunakan sebagai data untuk simulasi *Artificial Neural Network* dengan menggunakan MATLAB 2013.



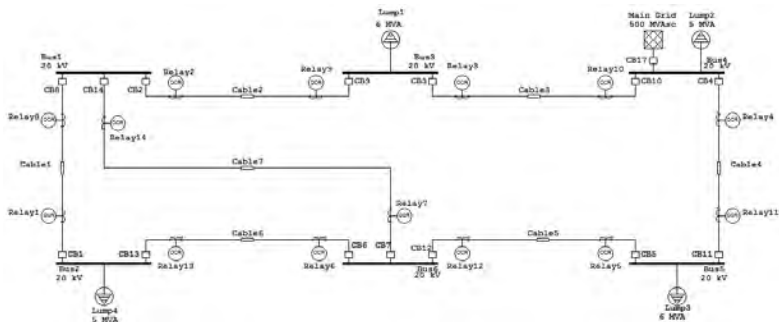
Gambar 3.1 Single Line Diagram Sistem.

### 3.2. Perancangan Perubahan Topologi Jaringan

Jaringan distribusi yang terhubung dengan *distributed generation* memiliki karakteristik topologi jaringan yang berubah-ubah. Hali ini disebabkan oleh status dari *distributed generation* yang bisa *on* atau *off*. Perubahan topologi jaringan ini akan mempengaruhi koordinasi proteksi akibat berubah-ubahnya nilai arus hubung singkat yang terjadi. Kondisi perubahan topologi jaringan yang dapat terjadi pada simulasi ini adalah sebagai berikut:

#### 3.2.1. Jaringan Terhubung *Grid* Bestatus *On*

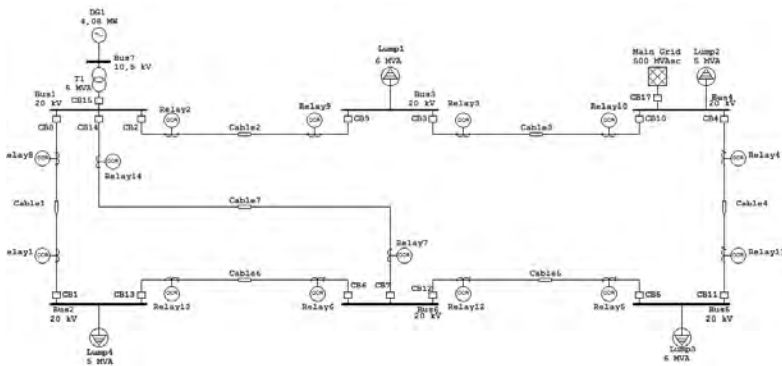
Pada kondisi ini, jaringan hanya terhubung dengan satu sumber yaitu *grid*. Sementara DG 1 dan DG 2 berstatus *off*. Seperti yang dapat dilihat pada gambar 3.2.



**Gambar 3.2** Jaringan Terhubung *Grid* Berstatus *On*

### 3.2.2. Jaringan Terhubung *Grid* dan DG 1 Berstatus *On*

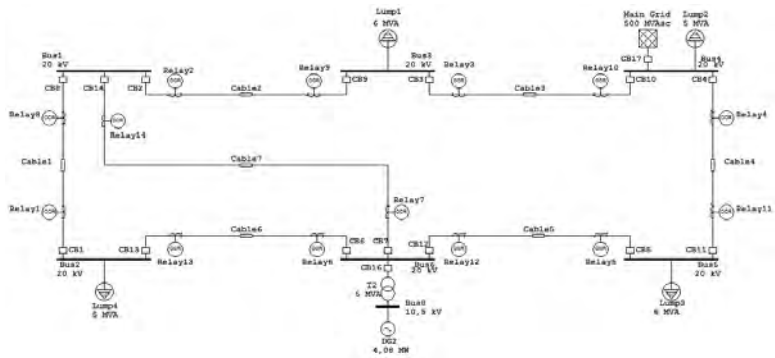
Pada kondisi ini jaringan terhubung dengan dua sumber, yaitu sumber utama *grid* dan DG 1. Sementara DG 2 berstatus *off*. Seperti yang dapat dilihat pada gambar 3.3.



**Gambar 3.3** Jaringan Terhubungan *Grid* dan DG 1 Berstatus *On*

### 3.2.3. Jaringan Terhubung *Grid* dan DG 2 Berstatus *On*

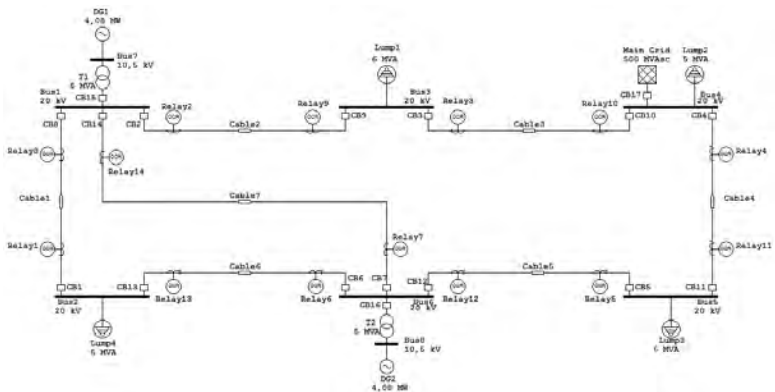
Pada kondisi ini, jaringan terhubung dengan dua sumber, yaitu terhubung dengan sumber utama *grid* dan DG 2. Sementara DG 1 berstatus *off*. Seperti gambar 3.4.



**Gambar 3.4** Jaringan Terhubung *Grid* dan DG 2 Berstatus *On*

### 3.2.4. Jaringan Terhubung *Grid* dan DG 1,2 Berstatus *On*

Pada kondisi ini, jaringan terhubung dengan 3 sumber yaitu sumber utama *Grid*, DG 1 dan DG 2. Seperti gambar 3.5.



**Gambar 3.5** Jaringan Terhubung *Grid* dan DG 1,2 Berstatus *On*

## 3.3. Perancangan Koordinasi Proteksi Adaptif Dengan *Artificial Neural Network*

Perancangan koordinasi proteksi adaptif dilakukan dengan melakukan pembelajaran pada parameter-parameter ketika terjadi gangguan. *Output* dari pembelajaran ANN tersebut adalah setting koordinasi setiap rele yang sesuai dengan gangguan yang terjadi saat itu.

Variabel dan parameter yang menjadi *input* dalam pembelajaran *artificial neural network* merupakan :

- Status operasi pembangkit utama dan DG
- Jenis gangguan yang terjadi
- Arus hubung singkat yg melewati setiap rele.
- Lokasi bus gangguan

Sedangkan yang menjadi *output* dalam pembelajaran merupakan setting rele yang berupa :

- *Tap setting* (arus)
- *Time delay setting* (waktu)

Proses dan algoritma *artificial neural network* dalam mempelajari input dan output untuk koordinasi proteksi adaptif dapat diuraikan sebagai berikut:

a. Mempersiapkan data untuk *training* dan *learning*

Mempersiapkan data *training* dan *learning* sebagai berikut:

- Melakukan simulasi hubung singkat pada ETAP untuk mendapatkan nilai arus hubung singkat pada setiap bus, 3 jenis gangguan, dan 4 topologi system.
- Melakukan perhitungan secara manual untuk *tap setting* dan *time delay setting* untuk gangguan pada setiap bus, 3 jenis gangguan, dan 4 topologi sistem.
- Memasukan data *input learning* berupa:
  - Status pembangkit
  - Jenis gangguan
  - Lokasi gangguan
  - Arus hubung singkat yang melewati setiap rele untuk setiap kasus gangguan.
- Memasukan data *output learning* berupa :
  - *Tap setting* untuk setiap rele untuk setiap kasus gangguan.
  - *Time delay setting* untuk setiap relay untuk setiap kasus gangguan
- Setiap kasus gangguan nilai arus yang melewati rele dinaikkan menjadi 105% dan diturunkan menjadi 95% untuk data *learning*.

b. Menentukan Arsitektur *Artificial Neural Network*

Arsitektur jaringan yang dilatih merupakan jaringan MLP (*Multi Layer Perceptron*) dengan 4 *layer*, yaitu *input*, 2 *hidden layer*, dan

output layer. Fungsi aktivasi ada di *hidden layer* dan *output layer*. Fungsi aktivasi yang digunakan adalah :

- Tan Sigmoid (*Hidden Layer 1*)

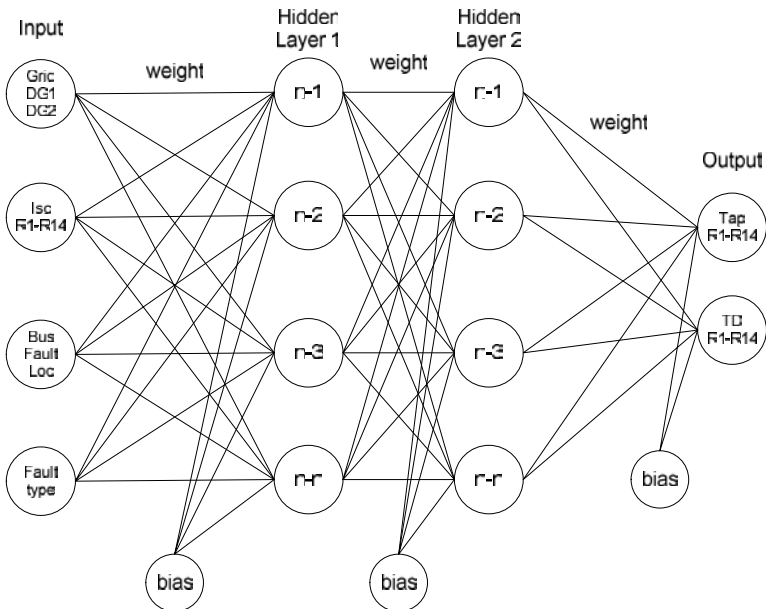
$$y = f(n) = \frac{1-e^{-n}}{1+e^{-n}} \quad (2.28)$$

- Log Sigmoid (*Hidden Layer 2*)

$$y = f(n) = \frac{1}{1+e^{-n}} \quad (2.29)$$

- Pure Linear (*Output Layer*)

$$y = \text{net} \quad (2.30)$$



**Gambar 3.6** Arsitektur *Artificial Neural Network* untuk Koordinasi Proteksi Adaptif

c. Proses *training* dan *learning*

- Menentukan parameter-parameter *learning* dari jaringan *artificial neural network* seperti berikut:
  - Jumlah *neuron input layer* = 22
  - Jumlah *neuron hidden layer 1* = 28
  - Jumlah *neuron hidden layer 2* = 28

- Jumlah *neuron output layer* = 28
- *Error goal* = 0,00001
- *Training Algorithm* = *Lavenberg Marquart*
- Jumlah Iterasi = 1000
- Data yang digunakan untuk *training* dan *learning* adalah data yang telah disiapkan sebelumnya.
- Cek kondisi berhenti  
Selama kondisi berhenti masih tidak terpenuhi, laksanakan langkah 4 sampai 13. Adapun syarat kondisi berhenti adalah nilai *error* (Mse)  $\leq 0,00001$  atau *epoch*/iterasi  $\geq 1000$ .
- Inisialisasi nilai bobot  
Pada sistem ini nilai bobot jaringan termasuk nilai bobot untuk bias ditentukan secara acak, dengan nilai bias digunakan 1.
- Menentukan variable *input* dan *output* pada *layer input*.
- Menentukan input pada *hidden layer 1*  
Setelah memasukkan variable input pada *hidden layer 1*, maka selanjutnya menentukan variabel output pada *hidden layer 1* dengan menggunakan fungsi aktivasi 1.
- Menentukan *input* pada *hidden layer 2*  
Setelah memasukkan variable input pada *hidden layer 2*, maka selanjutnya menentukan variabel output pada *hidden layer 2* dengan menggunakan fungsi aktivasi 2.
- Menentukan variable input pada *hidden layer 3* yang merupakan *output layer*.  
Setelah memasukkan variable *input* pada *output layer*, maka selanjutnya menentukan variable *output* pada *hidden layer* dengan menggunakan fungsi aktivasi 3.
- Menghitung *error* pada *output*  
Nilai *output* dalam pembelajaran dibandingkan dengan target *output* dan *error*nya dihitung.
- Memperbarui nilai bobot dengan *backpropagation algorithm Lavenberg Marquart*
- Menguji apakah kondisi berhenti sudah terpenuhi jika nilai kesalahan yang dihasilkan lebih kecil dari *error goal* atau maksimum *epoch* tercapai.

d. Prosedur *testing*

Prosedur *testing* adalah sebagai berikut :

- Menyiapkan data untuk testing hasil *training artificial neural network* dengan range data 96% - 104% dari data asli.
- Pembagian Kasus-kasus saat *testing*  
 Dalam prosedur *testing*, *input* dan *output* akan dibagi menjadi beberapa kasus (*Case*). Yang membedakan setiap kasus adalah kondisi sumber, kondisi jenis gangguan, dan kondisi titik bus hubung singkat, sehingga setiap perubahan kondisi akan menghasilkan *output* yang berbeda. Kasus dapat dilihat pada tabel 3.7.

**Tabel 3.7** Jenis Kasus Saat *Testing*.

Kasus /Case	Kondisi Sumber			Jenis Gangguan			Bus Gangguan
	Grid	DG 1	DG 2	LL	LLG	LLL	
1	1	0	0	1	0	0	1
2	1	0	0	0	1	0	1
3	1	0	0	0	0	1	1
4	1	0	0	1	0	0	2
5	1	0	0	0	1	0	2
6	1	0	0	0	0	1	2
7	1	0	0	1	0	0	3
8	1	0	0	0	1	0	3
9	1	0	0	0	0	1	3
10	1	0	0	1	0	0	4
11	1	0	0	0	1	0	4
12	1	0	0	0	0	1	4
13	1	0	0	1	0	0	5
14	1	0	0	0	1	0	5
15	1	0	0	0	0	1	5
16	1	0	0	1	0	0	6
17	1	0	0	0	1	0	6
18	1	0	0	0	0	1	6
19	1	1	0	1	0	0	1
20	1	1	0	0	1	0	1
21	1	1	0	0	0	1	1
22	1	1	0	1	0	0	2
23	1	1	0	0	1	0	2
24	1	1	0	0	0	1	2
25	1	1	0	1	0	0	3
26	1	1	0	0	1	0	3



**Tabel 3.7** Jenis Kasus Saat *Testing* (Tabel Lanjutan).

Kasus /Case	Kondisi Sumber			Jenis Gangguan			Bus Gangguan
	Grid	DG 1	DG 2	LL	LLG	LLL	
27	1	1	0	0	0	1	3
28	1	1	0	1	0	0	4
29	1	1	0	0	1	0	4
30	1	1	0	0	0	1	4
31	1	1	0	1	0	0	5
32	1	1	0	0	1	0	5
33	1	1	0	0	0	1	5
34	1	1	0	1	0	0	6
35	1	1	0	0	1	0	6
36	1	1	0	0	0	1	6
37	1	0	1	1	0	0	1
38	1	0	1	0	1	0	1
39	1	0	1	0	0	1	1
40	1	0	1	1	0	0	2
41	1	0	1	0	1	0	2
42	1	0	1	0	0	1	2
43	1	0	1	1	0	0	3
44	1	0	1	0	1	0	3
45	1	0	1	0	0	1	3
46	1	0	1	1	0	0	4
47	1	0	1	0	1	0	4
48	1	0	1	0	0	1	4
49	1	0	1	1	0	0	5
50	1	0	1	0	1	0	5
51	1	0	1	0	0	1	5
52	1	0	1	1	0	0	6
53	1	0	1	0	1	0	6
54	1	0	1	0	0	1	6
55	1	1	1	1	0	0	1
56	1	1	1	0	1	0	1
57	1	1	1	0	0	1	1
58	1	1	1	1	0	0	2
59	1	1	1	0	1	0	2
60	1	1	1	0	0	1	2
61	1	1	1	1	0	0	3

**Tabel 3.7** Jenis Kasus Saat *Testing* (Tabel Lanjutan).

Kasus /Case	Kondisi Sumber			Jenis Gangguan			Bus Gangguan
	<i>Grid</i>	DG 1	DG 2	LL	LLG	LLL	
62	1	1	1	0	1	0	3
63	1	1	1	0	0	1	3
64	1	1	1	1	0	0	4
65	1	1	1	0	1	0	4
66	1	1	1	0	0	1	4
67	1	1	1	1	0	0	5
68	1	1	1	0	1	0	5
69	1	1	1	0	0	1	5
70	1	1	1	1	0	0	6
71	1	1	1	0	1	0	6
72	1	1	1	0	0	1	6

Dari tabel 3.7 dapat dilihat pembagian kasus pada saat *testing*. Pada kasus 1, kondisi sistem hanya terhubung *grid* dan terjadi gangguan hubung singkat 2 fasa (L-L) pada bus 1. Dan pada kasus 2, kondisi sistem hanya terhubung *grid* dan terjadi gangguan hubung singkat 2 fasa ketanah (L-L-G) pada bus 1, dan begitu seterusnya untuk kasus-kasus yang lain. Pergantian setiap kasus yang terjadi akan mempengaruhi *output* dari program *artificial neural network*.

- Membandingkan output hasil *artificial neural network* dengan data referensi untuk setiap rele.
- Menghitung *error* hasil *artificial neural network* dengan data referensi untuk menganalisa performa *artificial neural network* dalam koordinasi proteksi adaptif yang direncanakan.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB IV HASIL SIMULASI DAN ANALISIS DATA

### 4.1. Analisa Hubung Singkat

Untuk menentukan arus hubung singkat pada jaringan distribusi *mesh*, dilakukan dengan menggunakan *software* simulasi yaitu ETAP. Simulasi hubung singkat yang dilakukan adalah hubung singkat 2 fasa 30 *cycle*. Hubung singkat 2 fasa 30 *cycle* digunakan untuk seting *highset* pada rele untuk mengamankan gangguan 2 fasa (*line-line*), gangguan dua fasa ketanah (*line-line-ground*) dan gangguan 3 fasa (*line-line-line*).

Pengambilan data arus hubung singkat 2 fasa 30 *cycle* diambil dengan mempertimbangkan 4 kondisi yang berbeda, yaitu:

- a. Kondisi Hanya Terhubung *Grid* (kondisi 1)
- b. Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1 (kondisi 2)
- c. Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 2 (kondisi 3)
- d. Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1,2 (kondisi 4)

Hasil simulasi hubung singkat ditampilkan pada tabel-tabel 4.1-4.4 dibawah ini.

**Tabel 4.1** Arus hubung singkat tiap bus ketika kondisi hanya terhubung dengan *grid*

No	Bus	Tegangan (kV)	Isc 2 fasa 30 <i>cycle</i> (kA)
1	1	20	11,03
2	2	20	10,76
3	3	20	11,67
4	4	20	12,5
5	5	20	11,67
6	6	20	11,2

**Tabel 4.2** Arus hubung singkat tiap bus ketika kondisi terhubung dengan *grid* dan DG 1

No	Bus	Tegangan (kV)	Isc 2 fasa 30 <i>cycle</i> (kA)
1	1	20	11,45
2	2	20	11,13
3	3	20	12,07
4	4	20	12,92
5	5	20	12,07
6	6	20	11,59

**Tabel 4.3** Arus hubung singkat tiap bus ketika kondisi terhubung dengan *grid* dan DG 2

No	Bus	Tegangan (kV)	Isc 2 fasa 30 <i>cycle</i> (kA)
1	1	20	11,41
2	2	20	11,13
3	3	20	12,06
4	4	20	12,92
5	5	20	12,06
6	6	20	11,62

**Tabel 4.4** Arus hubung singkat tiap bus ketika kondisi terhubung dengan *grid* dan DG 1,2

No	Bus	Tegangan (kV)	Isc 2 fasa 30 <i>cycle</i> (kA)
1	1	20	11,83
2	2	20	11,51
3	3	20	12,45
4	4	20	13,34
5	5	20	12,47
6	6	20	12,01

Dari tabel 4.1 – 4.5 dapat dilihat bahwa arus hubung singkat tiap bus dengan beberapa kondisi menghasilkan nilai yang berbeda. Sehingga setiap perubahan topologi jaringan akan mempengaruhi seting rele pengamanan.

## 1.2. Arus Kontribusi Hubung Singkat pada Tiap Rele

Arus kontribusi hubung singkat adalah besarnya arus yang melalui rele saat terjadi gangguan pada tiap bus. Nilai arus hubung singkat yang melewati tiap rele akan digunakan sebagai data masukan untuk menghitung seting arus *highset* pada koordinasi proteksi *adaptif*. Arus hubung singkat 2 fasa 30 *cycle* digunakan untuk perhitungan seting rele untuk mengamankan gangguan 2 fasa (L-L), 2 fasa ketanah (L-L-G), dan 3 fasa (L-L-L) pada tiap bus dengan perhitungan 0,8 Isc 2 fasa 30 *cycle*. Jenis nilai arus kontribusi hubung singkat yang dimasukkan terdiri dari 2 jenis, yaitu:

- Arus kontribusi yang melewati rele utama
- Arus kontribusi yang melewati *backup*

Arus kontribusi rele utama (primer) diambil dari arus yang melewati rele utama saat gangguan pada bus paling dekat dengan rele.

Sedangkan arus kontribusi pada rele *backup* yang diambil dari data arus kontribusi melewati rele yang terletak dibelakang rele utama saat gangguan pada bus paling dekat dengan rele utama. Pada tabel 4.5 – 4.8 ditampilkan arus kontribusi yang melewati rele ketika gangguan pada tiap bus.

#### 4.2.1. Data Arus Kontribusi yang Melewati Rele saat Hubung Singkat Ketika Jaringan Hanya Terhubung *Grid*

**Tabel 4.5** Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 *cycle*.

Bus Gangguan	Id Rele	Arah	Fungsi Rele	Isc 2 fasa 30 <i>cycle</i> (kA)
1	R8	<i>Forward</i>	Primer	2,13
	R1	<i>Forward</i>	Backup	
	R14	<i>Forward</i>	Primer	3,2
	R7	<i>Forward</i>	Backup	
	R2	<i>Reverse</i>	Primer	5,69
	R9	<i>Reverse</i>	Backup	
2	R1	<i>Reverse</i>	Primer	3,82
	R8	<i>Reverse</i>	Backup	
	R13	<i>Forward</i>	Primer	6,94
	R6	<i>Forward</i>	Backup	
3	R9	<i>Forward</i>	Primer	1,88
	R2	<i>Forward</i>	Backup	
	R3	<i>Reverse</i>	Primer	9,79
	R10	<i>Reverse</i>	Backup	
4	R10	<i>Forward</i>	Primer	0
	R3	<i>Forward</i>	Backup	
	R4	<i>Reverse</i>	Primer	0
	R11	<i>Reverse</i>	Backup	
5	R11	<i>Forward</i>	Primer	9,79
	R4	<i>Forward</i>	Backup	
	R5	<i>Reverse</i>	Primer	1,88
	R12	<i>Reverse</i>	Backup	
6	R12	<i>Forward</i>	Primer	7,59
	R5	<i>Forward</i>	Backup	

**Tabel 4.5** Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 *cycle* (Tabel Lanjutan).

Bus Gangguan	Id Rele	Arah	Fungsi Rele	Isc 2 fasa 30 <i>cycle</i> (kA)
6	R7	<i>Reverse</i>	Primer	2,5
	R14	<i>Reverse</i>	Backup	
	R6	<i>Reverse</i>	Primer	1,67
	R13	<i>Reverse</i>	Backup	

#### 4.2.2. Data Arus Kontribusi yang Melewati Rele saat Hubung Singkat Ketika Jaringan Terhubung *Grid* dan DG 1

**Tabel 4.6** Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa dan 30 *cycle*.

Bus Gangguan	Id Rele	Arah	Fungsi Rele	Isc 2 Fasa 30 <i>Cycle</i> (kA)
1	R8	<i>Forward</i>	Primer	2,14
	R1	<i>Forward</i>	Backup	
	R14	<i>Forward</i>	Primer	3,2
	R7	<i>Forward</i>	Backup	
	R2	<i>Reverse</i>	Primer	5,69
	R9	<i>Reverse</i>	Backup	
2	R1	<i>Reverse</i>	Primer	4,03
	R8	<i>Reverse</i>	Backup	
	R13	<i>Forward</i>	Primer	7,11
	R6	<i>Forward</i>	Backup	
3	R9	<i>Forward</i>	Primer	2,16
	R2	<i>Forward</i>	Backup	
	R3	<i>Reverse</i>	Primer	9,91
	R10	<i>Reverse</i>	Backup	
4	R10	<i>Forward</i>	Primer	0,221
	R3	<i>Forward</i>	Backup	
	R4	<i>Reverse</i>	Primer	0,207
	R11	<i>Reverse</i>	Backup	
5	R11	<i>Forward</i>	Primer	9,92
	R4	<i>Forward</i>	Backup	
	R5	<i>Reverse</i>	Primer	2,14
	R12	<i>Reverse</i>	Backup	
6	R12	<i>Forward</i>	Primer	7,66
	R5	<i>Forward</i>	Backup	

**Tabel 4.6** Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa dan 30 cycle (Tabel Lanjutan).

Bus Gangguan	Id Rele	Arah	Fungsi Rele	Isc 2 Fasa 30 Cycle (kA)
6	R7	<i>Reverse</i>	Primer	2,36
	R14	<i>Reverse</i>	Backup	
	R6	<i>Reverse</i>	Primer	1,57
	R13	<i>Reverse</i>	Backup	

#### 4.2.3. Data Arus Kontribusi yang Melewati Rele saat Hubung Singkat Ketika Jaringan Terhubung *Grid* dan DG 2

**Tabel 4.7** Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 cycle (Tabel Lanjutan).

Bus Gangguan	Id Rele	Arah	Fungsi Rele	Isc 2 Fasa 30 Cycle (kA)
1	R8	<i>Forward</i>	Primer	2,26
	R1	<i>Forward</i>	Backup	
	R14	<i>Forward</i>	Primer	3,39
	R7	<i>Forward</i>	Backup	
	R2	<i>Reverse</i>	Primer	5,76
	R9	<i>Reverse</i>	Backup	
2	R1	<i>Reverse</i>	Primer	3,39
	R8	<i>Reverse</i>	Backup	
	R13	<i>Forward</i>	Primer	7,24
	R6	<i>Forward</i>	Backup	
3	R9	<i>Forward</i>	Primer	2,08
	R2	<i>Forward</i>	Backup	
	R3	<i>Reverse</i>	Primer	9,98
	R10	<i>Reverse</i>	Backup	
4	R10	<i>Forward</i>	Primer	0,138
	R3	<i>Forward</i>	Backup	
	R4	<i>Reverse</i>	Primer	0,29
	R11	<i>Reverse</i>	Backup	
5	R11	<i>Forward</i>	Primer	9,85
	R4	<i>Forward</i>	Backup	
	R5	<i>Reverse</i>	Primer	2,23
	R12	<i>Reverse</i>	Backup	
6	R12	<i>Forward</i>	Primer	7,59
	R5	<i>Forward</i>	Backup	



**Tabel 4.7** Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 cycle (Tabel Lanjutan).

Bus Gangguan	Id Rele	Arah	Fungsi Rele	Isc 3 Fasa 30 cycle (kA)
6	R7	<i>Reverse</i>	Primer	2,17
	R14	<i>Reverse</i>	Backup	
	R6	<i>Reverse</i>	Primer	1,45
	R13	<i>Reverse</i>	Backup	

#### 4.2.4. Data Arus Kontribusi yang Melewati Rele saat Hubung Singkat Ketika Jaringan Terhubung *Grid* dan DG 1,2

**Tabel 4.8** Arus kontribusi hubung singkat 2 fasa 30 cycle.

Bus Gangguan	Id Rele	Arah	Fungsi Rele	Isc 2 Fasa 30 Cycle (kA)
1	R8	<i>Forward</i>	Primer	2,26
	R1	<i>Forward</i>	Backup	
	R14	<i>Forward</i>	Primer	3,39
	R7	<i>Forward</i>	Backup	
	R2	<i>Reverse</i>	Primer	5,76
	R9	<i>Reverse</i>	Backup	
2	R1	<i>Reverse</i>	Primer	4,11
	R8	<i>Reverse</i>	Backup	
	R13	<i>Forward</i>	Primer	7,4
	R6	<i>Forward</i>	Backup	
3	R9	<i>Forward</i>	Primer	2,35
	R2	<i>Forward</i>	Backup	
	R3	<i>Reverse</i>	Primer	10,11
	R10	<i>Reverse</i>	Backup	
4	R10	<i>Forward</i>	Primer	0,358
	R3	<i>Forward</i>	Backup	
	R4	<i>Reverse</i>	Primer	0,495
	R11	<i>Reverse</i>	Backup	
5	R11	<i>Forward</i>	Primer	9,99
	R4	<i>Forward</i>	Backup	
	R5	<i>Reverse</i>	Primer	2,49
	R12	<i>Reverse</i>	Backup	
6	R12	<i>Forward</i>	Primer	7,66
	R5	<i>Forward</i>	Backup	



**Tabel 4.9** Koordinasi Rele

Bus Gangguan	Id Rele	<i>Time Delay</i>	Arah	Fungsi rele
1	R8	0,1	<i>Forward</i>	Primer
	R1	0,4	<i>Forward</i>	Backup
	R14	0,1	<i>Forward</i>	Primer
	R7	0,4	<i>Forward</i>	Backup
	R2	0,1	<i>Reverse</i>	Primer
	R9	0,4	<i>Reverse</i>	Backup
2	R1	0,1	<i>Reverse</i>	Primer
	R8	0,4	<i>Reverse</i>	Backup
	R13	0,1	<i>Forward</i>	Primer
	R6	0,4	<i>Forward</i>	Backup
3	R9	0,1	<i>Forward</i>	Primer
	R2	0,4	<i>Forward</i>	Backup
	R3	0,1	<i>Reverse</i>	Primer
	R10	0,4	<i>Reverse</i>	Backup
4	R10	0,1	<i>Forward</i>	Primer
	R3	0,4	<i>Forward</i>	Backup
	R4	0,1	<i>Reverse</i>	Primer
	R11	0,4	<i>Reverse</i>	Backup
5	R11	0,1	<i>Forward</i>	Primer
	R4	0,4	<i>Forward</i>	Backup
	R5	0,1	<i>Reverse</i>	Primer
	R12	0,4	<i>Reverse</i>	Backup
6	R12	0,1	<i>Forward</i>	Primer
	R5	0,4	<i>Forward</i>	Backup
	R7	0,1	<i>Reverse</i>	Primer
	R14	0,4	<i>Reverse</i>	Backup
	R6	0,1	<i>Reverse</i>	Primer
	R13	0,4	<i>Reverse</i>	Backup

Dari penjelasan diatas maka seting rele utama sama dengan seting rele *backup*, karena rele utama dan rele *backup* memiliki besar arus kontribusi yang sama. Yang membedakan antara rele utama dengan rele *backup* adalah waktu kerjanya.

Terdapat beberapa kondisi yang akan dikoordinasikan dengan perhitungan manual yaitu:

- Ketika kondisi jaringan hanya terhubung *grid*
- Ketika kondisi jaringan terhubung *grid* dan DG 1
- Ketika kondisi jaringan terhubung *grid* dan DG 2
- Ketika kondisi jaringan terhubung *grid* dan DG1,2

#### 4.3.1. Koordinasi Proteksi Saat Jaringan Hanya Terhubung *Grid*

##### ➤ Rele R1 (*primer*) dan rele R8 (*backup*) reverse

Manufaktur : ABB  
 Model : REX 521  
 Isc 2 fasa 30 *cycle* : 3,82 kA  
 CT Ratio : 100/1

##### High Set Current Setting (I>>)

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 3820$

$I_{set} \leq 3056 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_s}{C \cdot P} = \frac{3}{1} = 30.56$$

Time Delay R1 = 0,1

Time Delay R8 = 0,3

##### ➤ Rele R8 (*primer*) dan rele R1 (*backup*) forward

Manufaktur : ABB  
 Model : REX 521  
 Isc 2 fasa 30 *cycle* : 2,13 kA  
 CT Ratio : 100/1

##### High Set Current Setting (I>>)

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2130$

$I_{set} \leq 1704 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_s}{C \cdot P} = \frac{1}{1} = 17,04$$

Time Delay R8 = 0,1

Time Delay R1 = 0,3

➤ **Rele R2 (primer) dan rele R9 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 5,69 kA  
CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 5690$

$I_{set} \leq 4552 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I:}{C \quad P} = \frac{4}{2} = 22,76$$

Time Delay R2 = 0,1

Time Delay R9 = 0,3

➤ **Rele R9 (primer) dan rele R2 (backup) forward**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 1,88 kA  
CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 1880$

$I_{set} \leq 1504 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I:}{C \quad P} = \frac{1}{2} = 7,52$$

Time Delay R9 = 0,1

Time Delay R2 = 0,3

➤ **Rele R3 (primer) dan rele R10 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 9,79 kA  
CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 9790$

$$I_{set} \leq 7832 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{7}{4} = 19,58$$

$$\text{Time Delay R3} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R10} = 0,3$$

➤ **Rele R10 (primer) dan rele R3 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 0 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 0$$

$$I_{set} \leq 0 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{0}{4} = 0$$

$$\text{Time Delay R10} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R3} = 0,3$$

➤ **Rele R4 (primer) dan rele R11 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 0 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 0$$

$$I_{set} \leq 0 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{0}{4} = 0$$

$$\text{Time Delay R4} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R11} = 0,3$$

➤ **Rele R11 (primer) dan rele R4 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 9,79 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 9790$

$I_{set} \leq 7832 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{7}{4} = 19,58$$

Time Delay R11 = 0,1

Time Delay R4 = 0,3

➤ **Rele R5 (primer) dan rele R12 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 1,88 kA

CT Ratio : 300/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 1880$

$I_{set} \leq 1504 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{3} = 5,01$$

Time Delay R5 = 0,1

Time Delay R12 = 0,3

➤ **Rele R12 (primer) dan rele R5 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 7,59 kA

CT Ratio : 300/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 7590$

$I_{set} \leq 6072 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{6}{3} = 20,24$$

Time Delay R12 = 0,1

Time Delay R5 = 0,3

➤ **Rele R6 (primer) dan rele R13 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 1,45 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 1450$

$I_{set} \leq 1160 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{2} = 5,8$$

Time Delay R6 = 0,1

Time Delay R13 = 0,3

➤ **Rele R13 (primer) dan rele R6 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 6,94 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 6940$

$I_{set} \leq 5552 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{5}{2} = 27,76$$

Time Delay R13 = 0,1

Time Delay R6 = 0,3

➤ **Rele R7 (primer) dan rele R14 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521



Isc 2 fasa 30 *cycle* : 2,17 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2170$

$I_{set} \leq 1736 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I:}{C \quad P} = \frac{1}{1} = 17,36$$

Time Delay R7 = 0,1

Time Delay R14 = 0,3

➤ **Rele R14 (primer) dan rele R7 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 3,2 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 3200$

$I_{set} \leq 2560 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I:}{C \quad P} = \frac{2}{1} = 25,6$$

Time Delay R14 = 0,1

Time Delay R7 = 0,3

**4.3.2. Koordinasi Proteksi Saat Jaringan Terhubung dengan Grid dan DG 1**

➤ **Rele R1 (primer) dan rele R8 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 4,03 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 4030$

$I_{set} \leq 3224 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{3}{1} = 32,24$$

Time Delay R1 = 0,1

Time Delay R8 = 0,3

➤ **Rele R8 (primer) dan rele R1 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 2,14 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2140$

$I_{set} \leq 1712 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{1} = 17,12$$

Time Delay R8 = 0,1

Time Delay R1 = 0,3

➤ **Rele R2 (primer) dan rele R9 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 5,69 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 5690$

$I_{set} \leq 4552 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{4}{2} = 22,76$$

Time Delay R2 = 0,1

Time Delay R9 = 0,3

➤ **Rele R9 (primer) dan rele R2 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 2,16 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2160$

$I_{set} \leq 1728 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I:}{C \quad P} = \frac{1}{2} = 8,64$$

Time Delay R9 = 0,1

Time Delay R2 = 0,3

➤ **Rele R3 (primer) dan rele R10 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 9,91 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 9910$

$I_{set} \leq 7928 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I:}{C \quad P} = \frac{7}{4} = 19,82$$

Time Delay R3 = 0,1

Time Delay R10 = 0,3

➤ **Rele R10 (primer) dan rele R3 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 0,221 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 221$

$I_{set} \leq 176.8 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I:}{C \quad P} = \frac{1}{4} = 0,44$$

Time Delay R10 = 0,1

Time Delay R3 = 0,3

➤ **Rele R4 (primer) dan rele R11 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 0,207 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 207$

$I_{set} \leq 156,6 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{4} \cdot \frac{6}{1} = 0,41$$

Time Delay R4 = 0,1

Time Delay R11 = 0,3

➤ **Rele R11 (primer) dan rele R4 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 9,92 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 9920$

$I_{set} \leq 7936 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{7}{4} = 19,84$$

Time Delay R11 = 0,1

Time Delay R4 = 0,3

➤ **Rele R5 (primer) dan rele R12 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 2,14 kA

CT Ratio : 300/1

**High Set Current Setting (I>>)**

Iset ≤ 0,8 x Isc 2 fasa 30 cycle

Iset ≤ 0,8 x 2140

Iset ≤ 1712 A

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{3} = 5,7$$

Time Delay R5 = 0,1

Time Delay R12 = 0,3

➤ **Rele R12 (primer) dan rele R5 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 7,66 kA

CT Ratio : 300/1

**High Set Current Setting (I>>)**

Iset ≤ 0,8 x Isc 2 fasa 30 cycle

Iset ≤ 0,8 x 7660

Iset ≤ 6128 A

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{6}{3} = 20,42$$

Tap dipilih 22,5

Time Delay R12 = 0,1

Time Delay R5 = 0,3

➤ **Rele R6 (primer) dan rele R13 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 1,57 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

Iset ≤ 0,8 x Isc 2 fasa 30 cycle

Iset ≤ 0,8 x 1570

Iset ≤ 1256 A

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{2} = 6,28$$

Time Delay R6 = 0,1

Time Delay R13 = 0,3

➤ **Rele R13 (primer) dan rele R6 (backup) forward**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 7,11 kA  
CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 7110$

$I_{set} \leq 5688 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{5}{2} = 28,44$$

Time Delay R13 = 0,1

Time Delay R6 = 0,3

➤ **Rele R7 (primer) dan rele R14 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 2,36 kA  
CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2360$

$I_{set} \leq 1888 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{1} = 18,88$$

Time Delay R7 = 0,1

Time Delay R14 = 0,3

➤ **Rele R14 (primer) dan rele R7 (backup) forward**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 3,2 kA  
CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 3200$$

$$I_{set} \leq 2560 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{2}{1} = 25,6$$

$$\text{Time Delay R14} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R7} = 0,3$$

#### 4.3.3. Koordinasi Proteksi Saat Jaringan Terhubung dengan Grid dan DG 2

##### ➤ Rele R1 (primer) dan rele R8 (backup) reverse

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 3,9 kA

CT Ratio : 100/1

##### High Set Current Setting (I>>)

$$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 3900$$

$$I_{set} \leq 3120 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{3}{1} = 31,2$$

$$\text{Time Delay R1} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R8} = 0,3$$

##### ➤ Rele R8 (primer) dan rele R1 (backup) forward

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 2,26 kA

CT Ratio : 100/1

##### High Set Current Setting (I>>)

$$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 2260$$

$$I_{set} \leq 1808 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{1} = 18,08$$

$$\text{Time Delay R8} = 0,1$$

Time Delay R1 = 0,3

➤ **Rele R2 (primer) dan rele R9 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 5,76 kA  
CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 5760$

$I_{set} \leq 4608 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I}{C \cdot P} = \frac{4}{2} = 23,02$$

Time Delay R2 = 0,1

Time Delay R9 = 0,3

➤ **Rele R9 (primer) dan rele R2 (backup) forward**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 2,08 kA  
CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2080$

$I_{set} \leq 1664 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I}{C \cdot P} = \frac{1}{2} = 8,32$$

Time Delay R9 = 0,1

Time Delay R2 = 0,3

➤ **Rele R3 (primer) dan rele R10 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 9,98 kA  
CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**



$$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 9980$$

$$I_{set} \leq 7984 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{7}{4} = 19,96$$

$$\text{Time Delay R3} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R10} = 0,3$$

➤ **Rele R10 (primer) dan rele R3 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 0,138 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 138$$

$$I_{set} \leq 110,4 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1,4}{4} = 0,28$$

$$\text{Time Delay R10} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R3} = 0,3$$

➤ **Rele R4 (primer) dan rele R11 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 0,29 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 290$$

$$I_{set} \leq 232 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{2}{4} = 0,58$$

$$\text{Time Delay R4} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R11} = 0,3$$

➤ **Rele R11 (primer) dan rele R4 (backup) forward**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 9,85 kA  
CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 9850$

$I_{set} \leq 7880 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{7}{4} = 19,7$$

Time Delay R11 = 0,1

Time Delay R4 = 0,3

➤ **Rele R5 (primer) dan rele R12 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 2,23 kA  
CT Ratio : 300/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2230$

$I_{set} \leq 1784 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{3} = 5,94$$

Time Delay R5 = 0,1

Time Delay R12 = 0,3

➤ **Rele R12 (primer) dan rele R5 (backup) forward**

Manufaktur : ABB  
Model : REX 521  
Isc 2 fasa 30 cycle : 7,59 kA  
CT Ratio : 300/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 7590$

$$I_{set} \leq 6072 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{6}{3} = 20,24$$

$$\text{Time Delay R12} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R5} = 0,3$$

➤ **Rele R6 (primer) dan rele R13 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 1,45 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 1450$$

$$I_{set} \leq 1160 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{2} = 5,8$$

$$\text{Time Delay R6} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R13} = 0,3$$

➤ **Rele R13 (primer) dan rele R6 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 7,24 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 7240$$

$$I_{set} \leq 5792 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{5}{2} = 28,96$$

$$\text{Time Delay R13} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R6} = 0,3$$

➤ **Rele R7 (primer) dan rele R14 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 2,17 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2170$

$I_{set} \leq 1736 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I}{C \cdot P} = \frac{1}{1} = 17,36$$

Time Delay R7 = 0,1

Time Delay R14 = 0,3

➤ **Rele R14 (primer) dan rele R7 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 3,39 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 3390$

$I_{set} \leq 2712 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I}{C \cdot P} = \frac{2}{1} = 27,12$$

Time Delay R14 = 0,1

Time Delay R7 = 0,3

**4.3.4. Koordinasi Proteksi Saat Jaringan Terhubung dengan Grid dan DG 1,2**

➤ **Rele R1 (primer) dan rele R8 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 4,11 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 4110$

$$I_{set} \leq 3288 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{3}{1} = 32,88$$

$$\text{Time Delay R1} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R8} = 0,3$$

➤ **Rele R8 (primer) dan rele R1 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 2,26 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 2260$$

$$I_{set} \leq 1808 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{1} = 18,08$$

$$\text{Time Delay R8} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R1} = 0,3$$

➤ **Rele R2 (primer) dan rele R9 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 5,76 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 5760$$

$$I_{set} \leq 4608 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{4}{2} = 23,04$$

$$\text{Time Delay R2} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R9} = 0,3$$

➤ **Rele R9 (primer) dan rele R2 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 2,35 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2350$

$I_{set} \leq 1880 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I}{C \cdot P} = \frac{1}{2} = 9,4$$

Time Delay R9 = 0,1

Time Delay R2 = 0,3

➤ **Rele R3 (primer) dan rele R10 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 10,11 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 10110$

$I_{set} \leq 8088 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I}{C \cdot P} = \frac{8}{4} = 20,22$$

Time Delay R3 = 0,1

Time Delay R10 = 0,3

➤ **Rele R10 (primer) dan rele R3 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 0,358 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 358$

$I_{set} \leq 286,4 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{2,4}{4} = 0,72$$

Time Delay R10 = 0,1

Time Delay R3 = 0,3

➤ **Rele R4 (primer) dan rele R11 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 0,48 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

Iset ≤ 0,8 x Isc 2 fasa 30 *cycle*

Iset ≤ 0,8 x 480

Iset ≤ 384 A

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{3}{4} = 0,96$$

Time Delay R4 = 0,1

Time Delay R11 = 0,3

➤ **Rele R11 (primer) dan rele R4 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 9,99 kA

CT Ratio : 400/1

**High Set Current Setting (I>>)**

Iset ≤ 0,8 x Isc 2 fasa 30 *cycle*

Iset ≤ 0,8 x 9990

Iset ≤ 7992 A

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{7}{4} = 19,98$$

Time Delay R11 = 0,1

Time Delay R4 = 0,3

➤ **Rele R5 (primer) dan rele R12 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 2,49 kA

CT Ratio : 300/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2490$

$I_{set} \leq 1992 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{3} = 6,64$$

Time Delay R5 = 0,1

Time Delay R12 = 0,3

➤ **Rele R12 (primer) dan rele R5 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 7,66 kA

CT Ratio : 300/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 7660$

$I_{set} \leq 6128 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{6}{3} = 20,42$$

Time Delay R12 = 0,1

Time Delay R5 = 0,3

➤ **Rele R6 (primer) dan rele R13 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 cycle : 1,57 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 1570$

$I_{set} \leq 1256 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{2} = 6,28$$



Time Delay R6 = 0,1

Time Delay R13 = 0,3

➤ **Rele R13 (primer) dan rele R6 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 7,4 kA

CT Ratio : 200/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 7400$

$I_{set} \leq 5920 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{5}{2} = 29,6$$

Time Delay R13 = 0,1

Time Delay R6 = 0,3

➤ **Rele R7 (primer) dan rele R14 (backup) reverse**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 2,36 kA

CT Ratio : 100/1

**High Set Current Setting (I>>)**

$I_{set} \leq 0,8 \times \text{Isc 2 fasa 30 cycle}$

$I_{set} \leq 0,8 \times 2360$

$I_{set} \leq 1888 \text{ A}$

$$\text{Tap} = \frac{I_c}{C \cdot P} = \frac{1}{1} = 18,88$$

Time Delay R7 = 0,1

Time Delay R14 = 0,3

➤ **Rele R14 (primer) dan rele R7 (backup) forward**

Manufaktur : ABB

Model : REX 521

Isc 2 fasa 30 *cycle* : 3,39 kA

CT Ratio : 100/1

### High Set Current Setting ( $I >>$ )

$$I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc} \text{ 2 fasa 30 cycle}$$

$$I_{set} \leq 0,8 \times 3390$$

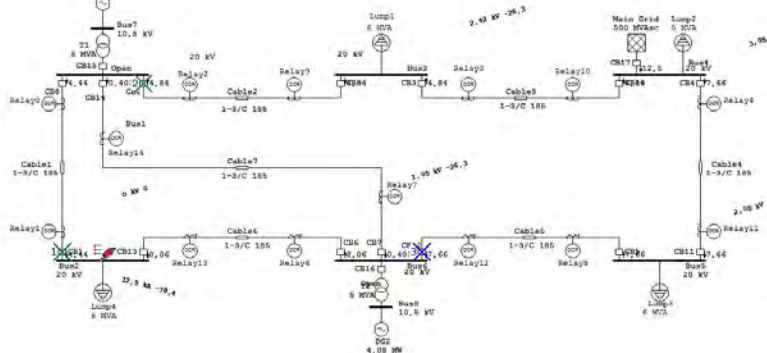
$$I_{set} \leq 2712 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I}{C \cdot P} = \frac{2}{1} = 27,12$$

$$\text{Time Delay R14} = 0,1$$

$$\text{Time Delay R7} = 0,3$$

Dari perhitungan manual diatas ada beberapa rele yang setingan *tap* dipilih diatas dari nilai *tap* yang didapatkan dari hitungan secara manual. Hal tersebut bertujuan agar tidak terjadi kesalahan koordinasi proteksi dalam sistem *mesh*. Kesalahan koordinasi yang dimaksud seperti yang ditunjukkan gambar 4.2.



**Gambar 4.2** Kesalahan Koordinasi Proteksi

Pada Simulasi ini, saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 2 dan kondisi sumber hanya terhubung *grid*, rele 1, rele 2 dan rele 12 bekerja pada waktu yang sama yaitu pada waktu 0,1. Hal ini disebabkan besarnya arus kontribusi yang terbaca oleh rele tersebut sehingga rele ikut bekerja. Pada sistem *mesh*, koordinasi tersebut tidak efisien karena saat terjadi gangguan pada satu bus, maka bus yang lain juga ikut terputus dari sistem. Untuk membuat rele 2 dan rele 12 tidak bekerja maka setingan *tap* dari rele 2 dan rele 12 dinaikan dari nilai *tap* yang didapatkan dari perhitungan manual. Hal ini juga berlaku untuk kondisi

jaringan saat terhubung dengan *grid* dan DG 1, terhubung *grid* dan DG 2, dan terhubung *grid* dan DG 1,2.

Nilai *tap* rele yang dinaikan dari nilai *tap* dari hitungan manual adalah:

- Saat kondisi hanya terhubung *grid*.

**Tabel 4.10** Perubahan Seting *Tap* Rele Untuk Gangguan 2 Fasa dan 2 Fasa Ketanah Saat Kondisi Terhubung *Grid*

Rele	Arah	Tap Hitungan Manual	Tap yang Dipilih
Rele 5	<i>Forward</i>	20,24	22,22
Rele 12	<i>Forward</i>	20,24	22,22

**Tabel 4.11** Perubahan Seting *Tap* rele Untuk Gangguan 3 fasa

Rele	Arah	Tap Hitungan Manual	Tap yang Dipilih
Rele 2	Reverse	22,76	24,3
Rele 9	Reverse	22,76	24,3
Rele 11	<i>Forward</i>	19,58	22,1
Rele 4	<i>Forward</i>	19,58	22,1
Rele 12	<i>Forward</i>	20,24	25,6
Rele 5	<i>Forward</i>	20,24	25,6

- Saat kondisi terhubung *grid* dan DG 1

**Tabel 4.12** Perubahan Seting *Tap* Rele Untuk Gangguan 2 Fasa dan 2 Fasa Ketanah Saat Terhubung *Grid* dan DG 1

Rele	Arah	Tap Hitungan Manual	Tap yang Dipilih
Rele 5	<i>Forward</i>	20,42	22,3
Rele 12	<i>Forward</i>	20,42	22,3

**Tabel 4.13** Perubahan Seting *Tap* rele Untuk Gangguan 3 fasa Saat Terhubung *Grid* dan DG 1

Rele	Arah	Tap Hitungan Manual	Tap yang Dipilih
Rele 2	Reverse	22,76	24
Rele 9	Reverse	22,76	24
Rele 11	<i>Forward</i>	19,84	22,25
Rele 4	<i>Forward</i>	19,84	22,25
Rele 12	<i>Forward</i>	20,42	25,7
Rele 5	<i>Forward</i>	20,42	25,7

- Saat kondisi terhubung *grid* dan DG 2

**Tabel 4.14** Perubahan Seting *Tap* Rele Untuk Gangguan 2 Fasa dan 2 Fasa Ketanah Saat Terhubung *Grid* dan DG 2

Rele	Arah	Tap Hitungan Manual	Tap yang Dipilih
Rele 5	<i>Forward</i>	20,42	22,1
Rele 12	<i>Forward</i>	20,42	22,1

**Tabel 4.15** Perubahan Seting *Tap* rele Untuk Gangguan 3 Fasa Saat Terhubung *Grid* dan DG 2

Rele	Arah	Tap Hitungan Manual	Tap yang Dipilih
Rele 2	<i>Reverse</i>	23,04	24,3
Rele 9	<i>Reverse</i>	23,04	24,3
Rele 11	<i>Forward</i>	19,7	22,5
Rele 4	<i>Forward</i>	19,7	22,5
Rele 12	<i>Forward</i>	20,24	25,5
Rele 5	<i>Forward</i>	20,24	25,5

- Saat kondisi terhubung *grid* dan DG 1,2

**Tabel 4.16** Perubahan Seting *Tap* Rele Untuk Gangguan 2 Fasa dan 2 Fasa Ketanah Saat Terhubung *Grid* dan DG 1,2

Rele	Arah	Tap Hitungan Manual	Tap yang Dipilih
Rele 5	<i>Forward</i>	20,42	22,5
Rele 12	<i>Forward</i>	20,42	22,5

**Tabel 4.17** Perubahan Seting *Tap* rele Untuk Gangguan 3 Fasa Saat Terhubung *Grid* dan DG 1,2

Rele	Arah	Tap Hitungan Manual	Tap yang Dipilih
Rele 2	<i>Reverse</i>	23,04	25
Rele 9	<i>Reverse</i>	23,04	25
Rele 11	<i>Forward</i>	19,98	23
Rele 4	<i>Forward</i>	19,98	23
Rele 12	<i>Forward</i>	20,42	27
Rele 5	<i>Forward</i>	20,42	27

#### **1.4. Penerapan *Artificial Neural Network* Dalam Koordinasi Proteksi Adaptif**

Penggunaan *artificial Neural Network* dalam koordinasi proteksi bertujuan agar rele bisa mengikuti perubahan topologi yang terjadi pada sistem. koordinasi proteksi dengan program *artificial neural network* akan sama dengan koordinasi proteksi secara manual. *Output* program *artificial neural network* adalah setingan *tap* dan *time delay* pada setiap rele berdasarkan kondisi topologi jaringannya.

Data *learning* dari program *artificial neural network* terdiri dari data *input* dan data *output*. Data *input* berisikan data-data dari kondisi sistem seperti kondisi sumber, jenis gangguan, titik bus hubung singkat, dan besar arus yang mengalir pada setiap rele. Sementara untuk data *output* adalah setingan tiap rele yang telah didapatkan dari perhitungan manual. Data-data tersebut di *learning* sehingga program *artificial neural network* dapat mengkoordinasi setiap rele sesuai kondisi *inputnya*, dan rele bisa bekerja seperti koordinasi rele menggunakan perhitungan manual.

Setelah proses *learning* selesai, selanjutnya dilakukan *testing* dengan cara memasukkan data *input* yang sesuai dengan kasus (*case*) yang akan dicoba. *Testing* bertujuan untuk mendapatkan nilai *output*. Pada saat *testing* juga bisa dilihat perbandingan antara nilai *output* dari program *artificial neural network* dengan perhitungan manual.

Dalam program simulasi terdapat parameter-parameter dari proses *artificial neural network*, parameter-parameter tersebut adalah :

- a. Jumlah iterasi (*epoch*)
- b. Target *error*
- c. Jumlah *Hidden layer*
- d. Jumlah *neuron* pada tiap *hidden layer*
- e. Fungsi aktivasi yang digunakan
- f. Algoritma Training

#### **1.5. Hasil dan Analisa Hasil Koordinasi Proteksi dengan Menggunakan *Artificial Neural Network***

Terdapat sejumlah kondisi topologi yang akan dipilih ketika *testing* program. Adapun hasil dari *output* program ini berupa nilai:

- a. *Tap (Highset)*

b. *Time Delay (Highset)*

Untuk memastikan bahwa program koordinasi proteksi menggunakan metode *artificial neural network* ini menghasilkan nilai keluaran yang sesuai, maka hasil keluaran program akan dimasukkan pada *software* ETAP 12.6.

#### 4.5.1. Hasil Koordinasi Saat Jaringan Hanya Terhubung *Grid*

Pada saat terhubung *grid* akan ditampilkan 2 kasus dari 18 kasus yang terjadi pada saat kondisi terhubung *grid*. Kasus dipilih secara *random*.

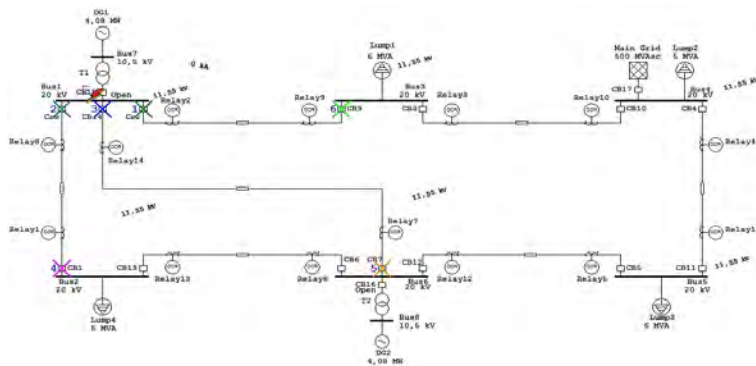
- **Kasus 1**

Kasus 1 merupakan kasus saat sistem hanya terhubung *grid*, terjadi gangguan 2 fasa pada bus 1.

**Tabel 4.18** Kasus 1, Saat Kondisi Terhubung *Grid*, Gangguan 2 Fasa pada Bus 1

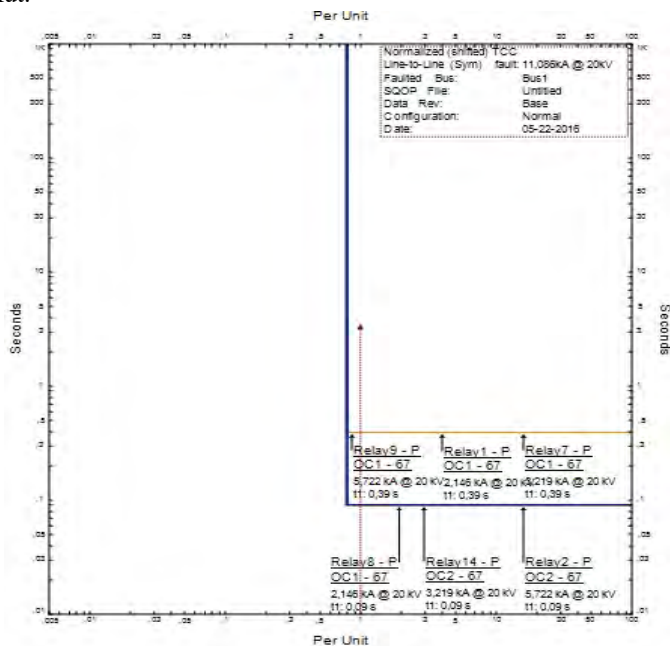
Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R1	<i>Forward</i>	16,8890	0,0933
R2	<i>Reverse</i>	23,0066	0,0997
R3	<i>Reverse</i>	19,6107	0,3967
R4	<i>Forward</i>	19,7113	0,3930
R5	<i>Forward</i>	22,1838	0,3913
R6	<i>Forward</i>	27,2951	0,3951
R7	<i>Forward</i>	25,6512	0,0973
R8	<i>Forward</i>	16,7588	0,3976
R9	<i>Reverse</i>	22,9579	0,3056
R10	<i>Reverse</i>	19,5006	0,1003
R11	<i>Forward</i>	19,7207	0,1035
R12	<i>Forward</i>	22,1013	0,1031
R13	<i>Forward</i>	27,4898	0,0954
R14	<i>Forward</i>	25,7453	0,0933

Setelah didapatkan *output* dari program *artificial neural network* seperti tabel 4.18, data dimasukkan ke ETAP. Hasil simulasi dari ETAP dapat dilihat pada gambar 4.3



**Gambar 4.3** Simulasi Hasil Program *Artificial Neural Network* Pada ETAP Saat Terhubung *Grid*, Gangguan 2 Fasa pada Bus 1

Dengan kurva rele yang bekerja dapat dilihat pada gambar 4.4 berikut.



**Gambar 4.4** Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung *Grid*, Gangguan 2 Fasa pada Bus

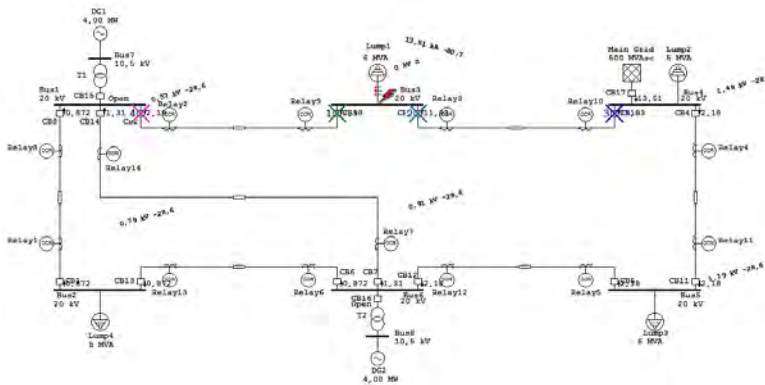
- **Kasus 9**

Kasus 9 merupakan kasus saat sistem hanya terhubung *grid*, terjadi gangguan 3 fasa pada bus 3.

**Tabel 4.19** Kasus 9, Saat Kondisi Terhubung *Grid*, Gangguan 3 Fasa pada Bus 3

Rele	Arah	Tap	Time Delay
R1	<i>Forward</i>	17,2981	0,3862
R2	<i>Forward</i>	7,0201	0,3869
R3	<i>Reverse</i>	19,6720	0,1008
R4	<i>Forward</i>	22,1779	0,4023
R5	<i>Forward</i>	25,9927	0,4060
R6	<i>Forward</i>	27,9341	0,3964
R7	<i>Forward</i>	26,1472	0,3936
R8	<i>Forward</i>	17,1205	0,0860
R9	<i>Forward</i>	6,9389	0,0874
R10	<i>Reverse</i>	19,5701	0,3076
R11	<i>Forward</i>	22,1245	0,0906
R12	<i>Forward</i>	25,8404	0,1082
R13	<i>Forward</i>	28,1485	0,0936
R14	<i>Forward</i>	26,1492	0,0899

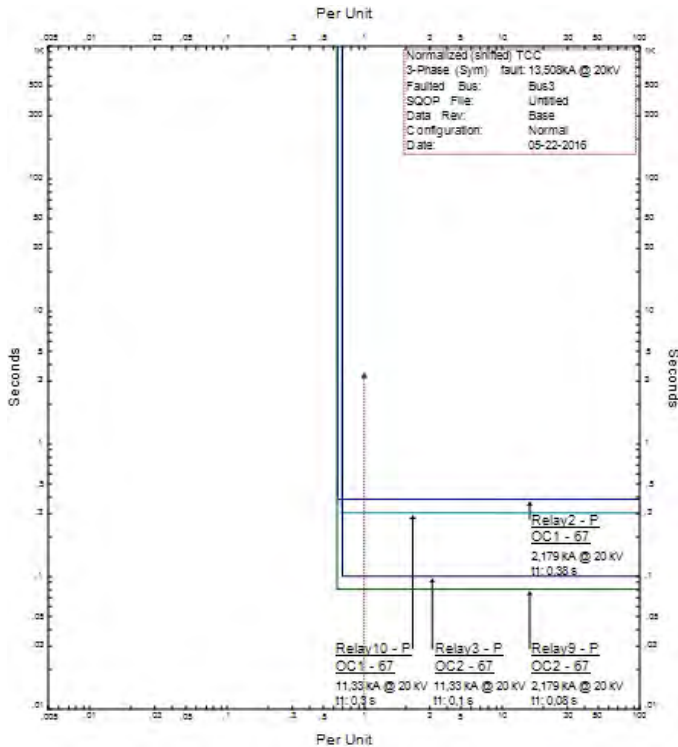
Setelah didapatkan *output* dari program *artificial neural network* seperti tabel 4.19, data dimasukkan ke ETAP. Hasil simulasi dari ETAP dapat dilihat pada gambar 4.5



**Gambar 4.5** Simulasi Hasil Program *Artificial Neural Network* Pada ETAP Saat Terhubung *Grid*, Gangguan 3 Fasa pada Bus 3



Dengan kurva rele yang bekerja dapat dilihat pada gambar 4.6 berikut.



**Gambar 4.6** Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung *Grid*, Gangguan 3 Fasa pada Bus 3

#### 4.5.2. Hasil Koordinasi Ketika Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1

Pada saat terhubung *grid* dan DG 1 akan ditampilkan 2 kasus dari 18 kasus yang terjadi pada saat kondisi terhubung *grid* dan DG 1. Kasus dipilih secara *random*.

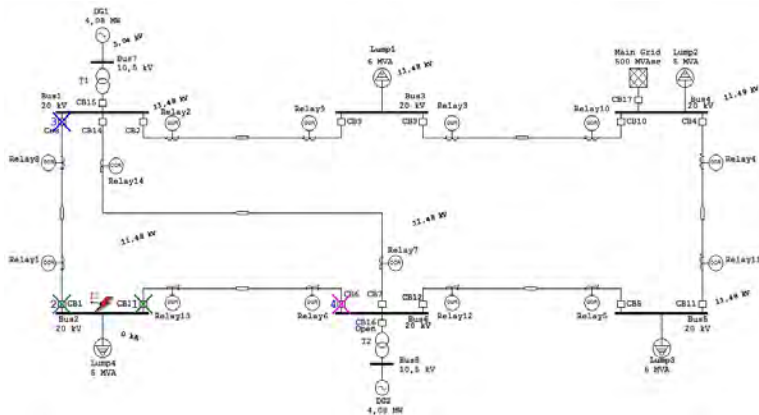
- **Kasus 22**

Kasus 22 merupakan kasus saat sistem terhubung *grid* dan DG 1, terjadi gangguan 2 fasa pada bus 2.

**Tabel 4.20** Kasus 22, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1, Gangguan 2 Fasa pada Bus 2

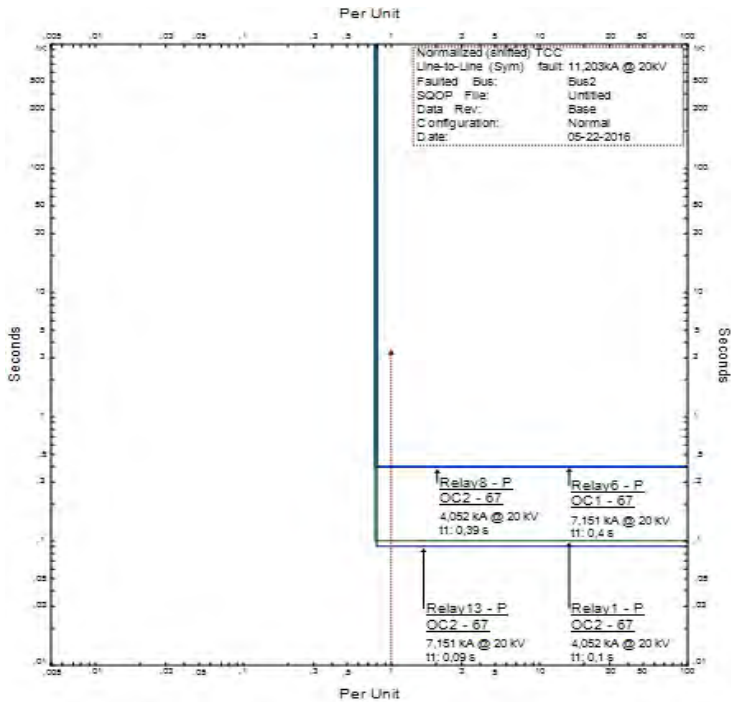
Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R1	<i>Reverse</i>	31,5972	0,1060
R2	<i>Reverse</i>	22,3595	0,1048
R3	<i>Reverse</i>	19,5386	0,0979
R4	<i>Forward</i>	19,4199	0,3972
R5	<i>Forward</i>	23,1143	0,4003
R6	<i>Forward</i>	28,7908	0,4037
R7	<i>Reverse</i>	18,5979	0,1045
R8	<i>Reverse</i>	31,4688	0,3936
R9	<i>Reverse</i>	22,3414	0,3962
R10	<i>Reverse</i>	19,6251	0,4206
R11	<i>Forward</i>	19,4331	0,0982
R12	<i>Forward</i>	23,2159	0,0803
R13	<i>Forward</i>	28,6254	0,0932
R14	<i>Reverse</i>	18,6459	0,3956

Setelah didapatkan *output* dari program *artificial neural network* seperti tabel 4.20, data dimasukan ke ETAP. Hasil simulasi dari ETAP dapat dilihat pada gambar 4.7



**Gambar 4.7** Simulasi Hasil Program *Artificial Neural Network* Pada ETAP Saat Terhubung *Grid* dan DG 1, Gangguan 2 Fasa pada Bus 2

Dengan kurva rele yang bekerja dapat dilihat pada gambar 4.8 berikut.



**Gambar 4.8** Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung *Grid* dan DG 1, Gangguan 2 Fasa pada Bus 2

• **Kasus 32**

Kasus 32 merupakan kasus saat sistem terhubung *grid* dan DG 1, terjadi gangguan 2 fasa ketanah pada bus 5.

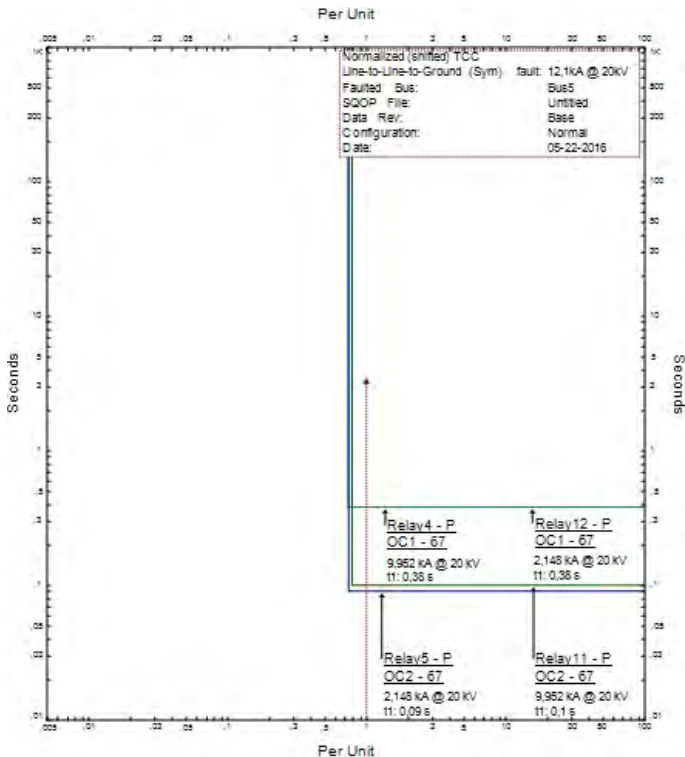
**Tabel 4.21** Kasus 32, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 5

Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R1	<i>Reverse</i>	32,6214	0,0997
R2	<i>Reverse</i>	22,6017	0,1046
R3	<i>Reverse</i>	19,5150	0,0955
R4	<i>Forward</i>	19,6046	0,3885
R5	<i>Reverse</i>	5,3474	0,0954
R6	<i>Reverse</i>	6,1023	0,0962
R7	<i>Reverse</i>	18,6935	0,0977

Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R8	<i>Reverse</i>	32,5657	0,3998
R9	<i>Reverse</i>	22,5451	0,3944
R10	<i>Reverse</i>	19,5670	0,4011
R11	<i>Forward</i>	19,6473	0,1018
R12	<i>Reverse</i>	5,3032	0,3890
R13	<i>Reverse</i>	6,1969	0,3954
R14	<i>Reverse</i>	18,6655	0,3938

85

Dengan kurva rele yang bekerja dapat dilihat pada gambar 4.10 berikut.



**Gambar 4.10** Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung *Grid* dan DG 1, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 5

#### 4.5.3. Hasil Koordinasi Ketika Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 2

Pada saat terhubung *grid* dan DG 2 akan ditampilkan 2 kasus dari 18 kasus yang terjadi pada saat kondisi terhubung *grid* dan DG 2. Kasus dipilih secara *random*.

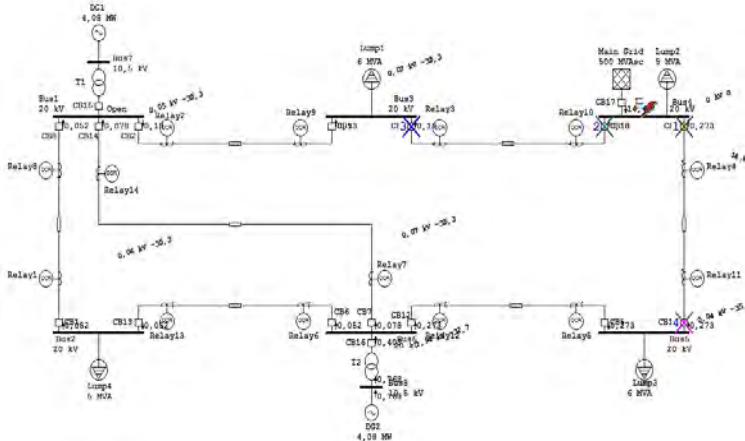
- **Kasus 48**

Kasus 48 merupakan kasus saat sistem terhubung *grid* dan DG 2, terjadi gangguan 3 fasa pada bus 4.

**Tabel 4.22** Kasus 48, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4

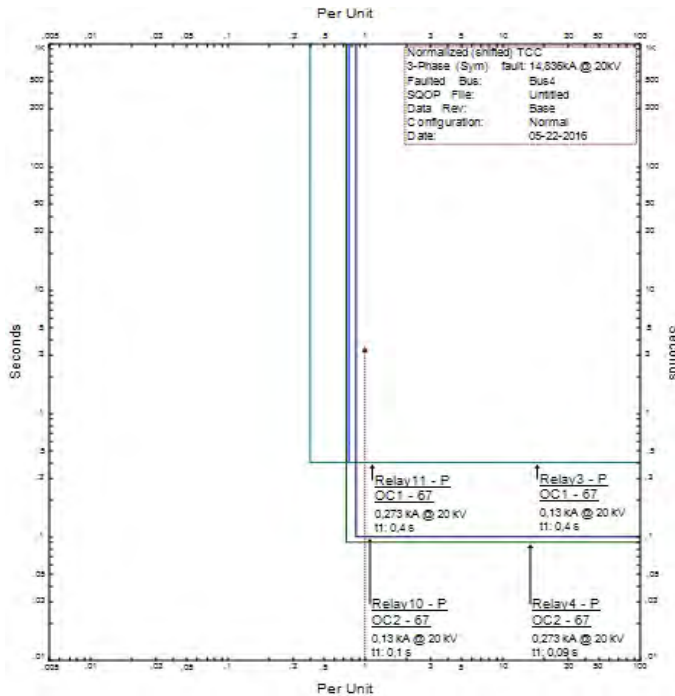
Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R1	<i>Forward</i>	20,0661	0,4055
R2	<i>Forward</i>	9,0797	0,3993
R3	<i>Forward</i>	0,1334	0,4069
R4	<i>Reverse</i>	0,5066	0,0937
R5	<i>Reverse</i>	5,9147	0,1059
R6	<i>Reverse</i>	6,5200	0,1038
R7	<i>Forward</i>	27,3686	0,4016
R8	<i>Forward</i>	19,7767	0,1005
R9	<i>Forward</i>	9,0003	0,1022
R10	<i>Forward</i>	0,2800	0,1048
R11	<i>Reverse</i>	0,5259	0,4080
R12	<i>Reverse</i>	6,1852	0,3752
R13	<i>Reverse</i>	6,2426	0,3992
R14	<i>Forward</i>	27,4467	0,1006

Setelah didapatkan *output* dari program *artificial neural network* seperti tabel 4.22, data dimasukan ke ETAP. Hasil simulasi dari ETAP dapat dilihat pada gambar 4.11



**Gambar 4.11** Simulasi Hasil Program *Artificial Neural Network* Pada ETAP Saat Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4

Dengan kurva rele yang bekerja dapat dilihat pada gambar 4.12 berikut.



**Gambar 4.12** Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4

### • Kasus 53

Kasus 53 merupakan kasus saat sistem terhubung *grid* dan DG 2, terjadi gangguan 2 ketanah pada bus 6.

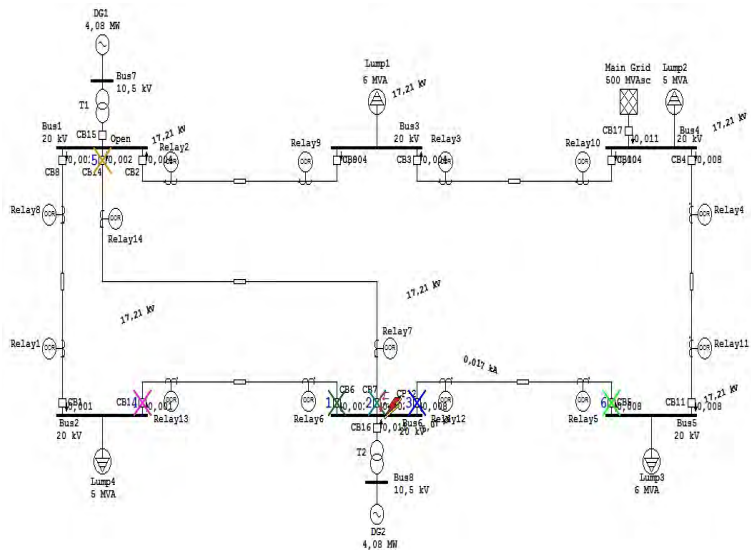
**Tabel 4.23** Kasus 53, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6

Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R1	<i>Reverse</i>	31,0400	0,0989
R2	<i>Reverse</i>	22,1479	0,0911
R3	<i>Reverse</i>	20,0577	0,0875
R4	<i>Forward</i>	19,6925	0,3994

**Tabel 4.23** Kasus 53, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6 (Tabel Lanjutan)

Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R5	<i>Forward</i>	21,3690	0,3949
R6	<i>Reverse</i>	6,1530	0,1010
R7	<i>Reverse</i>	17,1328	0,1015
R8	<i>Reverse</i>	31,1163	0,3972
R9	<i>Reverse</i>	22,0562	0,4036
R10	<i>Reverse</i>	19,9390	0,4160
R11	<i>Forward</i>	19,6988	0,0920
R12	<i>Forward</i>	21,3587	0,1178
R13	<i>Reverse</i>	5,9671	0,3881
R14	<i>Reverse</i>	17,0503	0,3891

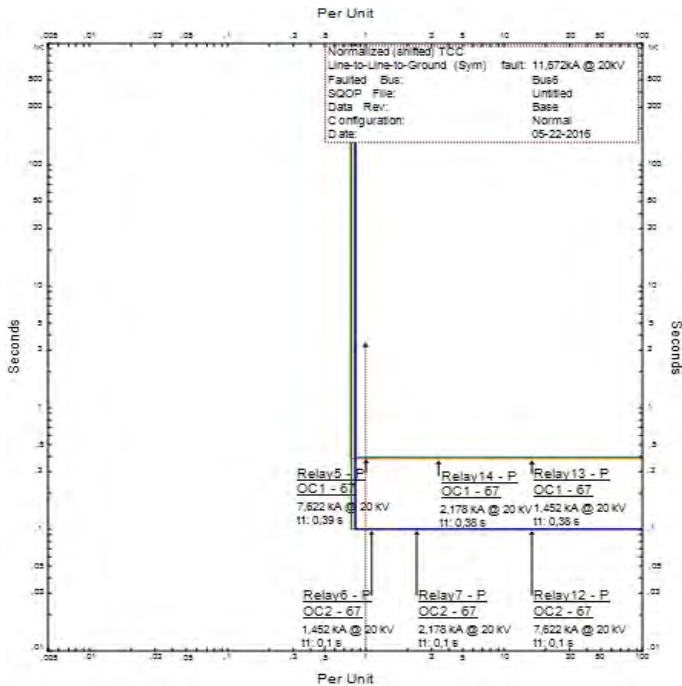
Setelah didapatkan *output* dari program *artificial neural network* seperti tabel 4.23, data dimasukan ke ETAP. Hasil simulasi dari ETAP dapat dilihat pada gambar 4.13



**Gambar 4.13** Simulasi Hasil Program *Artificial Neural Network* Pada ETAP Saat Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6



Dengan kurva rele yang bekerja dapat dilihat pada gambar 4.14 berikut.



**Gambar 4.14** Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6

#### 4.5.4. Hasil Koordinasi Ketika Kondisi terhubung *Grid* dan DG 1,2.

Pada saat terhubung *grid* dan DG 1,2 akan ditampilkan 2 kasus dari 18 kasus yang terjadi pada saat kondisi terhubung *grid* dan DG 1,2. Kasus dipilih secara *random*.

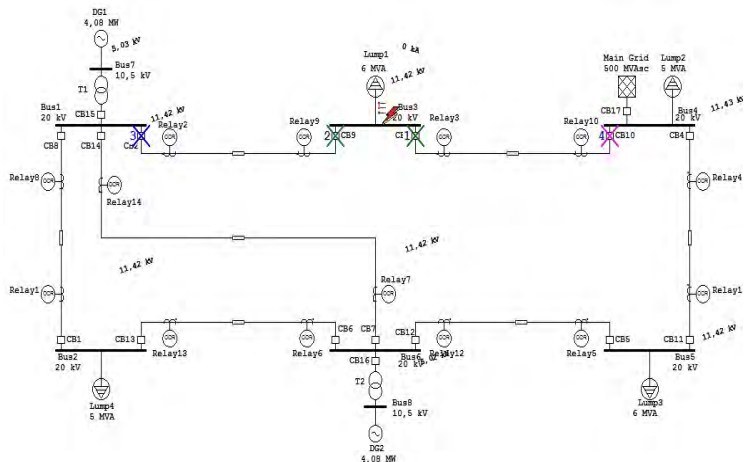
- **Kasus 61**

Kasus 61 merupakan kasus saat sistem terhubung *grid* dan DG 1,2, terjadi gangguan 2 fasa pada bus 3.

**Tabel 4.24** Kasus 61, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3

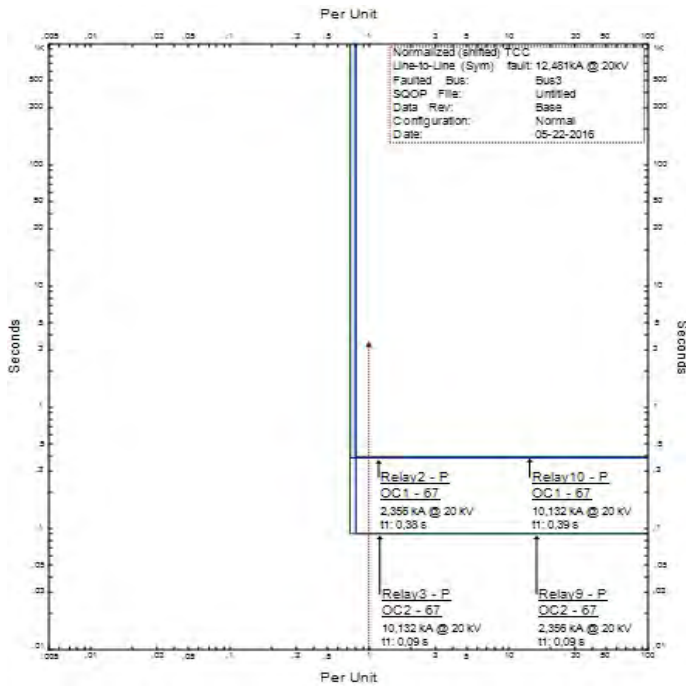
Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R1	<i>Forward</i>	18,4102	0,3851
R2	<i>Forward</i>	8,6661	0,3843
R3	<i>Reverse</i>	20,3656	0,0997
R4	<i>Forward</i>	20,1783	0,3998
R5	<i>Forward</i>	22,8418	0,4038
R6	<i>Forward</i>	29,2520	0,3879
R7	<i>Forward</i>	27,0539	0,3903
R8	<i>Forward</i>	18,2502	0,0902
R9	<i>Forward</i>	8,6240	0,0907
R10	<i>Reverse</i>	20,2686	0,3914
R11	<i>Forward</i>	20,1378	0,0916
R12	<i>Forward</i>	22,7324	0,4264
R13	<i>Forward</i>	29,4527	0,1011
R14	<i>Forward</i>	27,0514	0,0948

Setelah didapatkan *output* dari program *artificial neural network* seperti tabel 4.24, data dimasukan ke ETAP. Hasil simulasi dari ETAP dapat dilihat pada gambar 4.15



**Gambar 4.15** Simulasi Hasil Program *Artificial Neural Network* Pada ETAP Saat Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3

Dengan kurva rele yang bekerja dapat dilihat pada gambar 4.16 berikut.



**Gambar 4.16** Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3

### • Kasus 72

Kasus 72 merupakan kasus saat sistem terhubung *grid* dan DG 1,2, terjadi gangguan 3 ketanah pada bus 6.

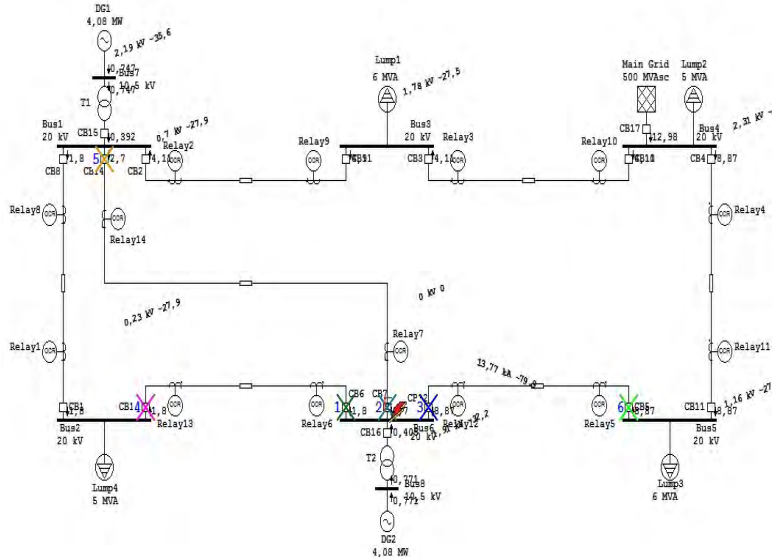
**Tabel 4.25** Kasus 72, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa ketanah pada Bus 6

Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R1	<i>Reverse</i>	32,2398	0,0971
R2	<i>Reverse</i>	24,4774	0,0886
R3	<i>Reverse</i>	20,2107	0,0878
R4	<i>Forward</i>	22,8621	0,3974
R5	<i>Forward</i>	26,7161	0,3948

**Tabel 4.25** Kasus 72, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa ketanah pada Bus 6 (Tabel Lanjutan)

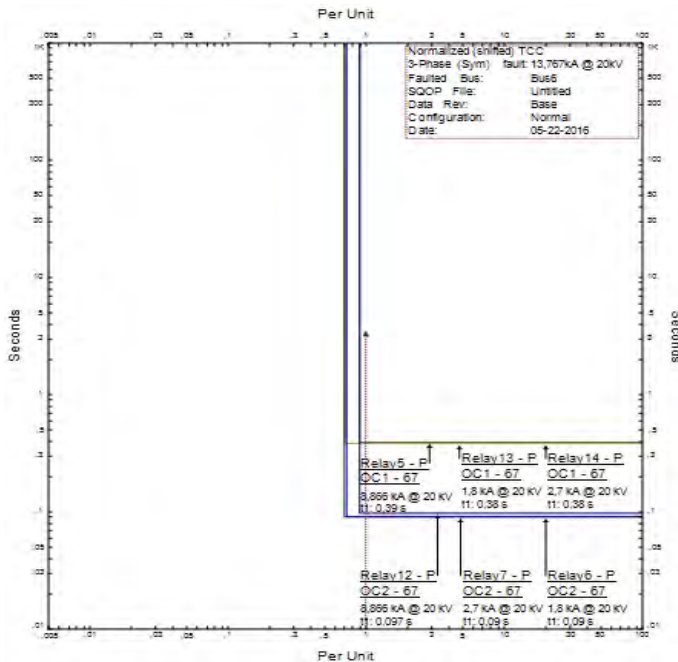
Rele	Arah	Tap	<i>Time Delay</i>
R6	<i>Reverse</i>	6,5398	0,0986
R7	<i>Reverse</i>	18,9053	0,0996
R8	<i>Reverse</i>	32,2946	0,3936
R9	<i>Reverse</i>	24,3866	0,4002
R10	<i>Reverse</i>	20,1138	0,4005
R11	<i>Forward</i>	22,8645	0,0883
R12	<i>Forward</i>	26,7205	0,0979
R13	<i>Reverse</i>	6,3926	0,3863
R14	<i>Reverse</i>	18,8543	0,3880

Setelah didapatkan *output* dari program *artificial neural network* seperti tabel 4.25, data dimasukan ke ETAP. Hasil simulasi dari ETAP dapat dilihat pada gambar 4.17



**Gambar 4.17** Simulasi Hasil Program *Artificial Neural Network* Pada ETAP Saat Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa ketanah pada Bus 6

Dengan kurva rele yang bekerja dapat dilihat pada gambar 4.18 berikut.



**Gambar 4.18** Kurva Rele Yang Bekerja Saat Terhubung Grid dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 6

Dari hasil program *artificial neural network* dapat dilihat bahwa koordinasi proteksi dengan program *artificial neural network* dapat mengikuti kondisi dari sistem. Setiap perubahan kondisi sistem, rele akan memiliki setingan masing-masing, akan tetapi rele yang bekerja hanya rele yang setingannya sesuai dengan besar arus dan arah arus hubung singkat. Setingan rele dari program *artificial neural network* tidak persis sama dengan hasil perhitungan manual, hal ini akan berdampak terhadap respon kerja rele. *Time delay* hasil dari program *artificial neural network* memiliki *error* terhadap data dari perhitungan manual. Untuk menjaga agar jarak waktu kerja rele utama dan rele *backup* memenuhi syarat yaitu 0,2 – 0,4 detik maka pada data *learning*, rele *backup* diberi waktu 0,4.

## 1.6. Perbandingan Hasil Koordinasi Rele Menggunakan Program dengan Manual.

Hasil koordinasi proteksi menggunakan program *artificial neural network* dengan koordinasi proteksi perhitungan manual yang akan dibandingkan sesuai dengan kasus-kasus yang telah dibahas sebelumnya.

### 4.6.1. Kondisi Ketika Hanya Terhubung Grid

**Tabel 4.26** Kasus 1, Saat Kondisi Terhubung Grid, Gangguan 2 Fasa pada Bus 1

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R1	<i>Forward</i>	17,04	0,4	16,8890	0,0933
R2	<i>Reverse</i>	22,76	0,1	23,0066	0,0997
R3	<i>Reverse</i>	19,58	0,1	19,6107	0,3967
R4	<i>Forward</i>	19,58	0,4	19,7113	0,3930
R5	<i>Forward</i>	22,22	0,4	22,1838	0,3913
R6	<i>Forward</i>	27,76	0,4	27,2951	0,3951
R7	<i>Forward</i>	25,60	0,4	25,6512	0,0973
R8	<i>Forward</i>	17,04	0,1	16,7588	0,3976
R9	<i>Reverse</i>	22,76	0,4	22,9579	0,3056
R10	<i>Reverse</i>	19,58	0,3	19,5006	0,1003
R11	<i>Forward</i>	19,58	0,1	19,7207	0,1035
R12	<i>Forward</i>	22,22	0,1	22,1013	0,1031
R13	<i>Forward</i>	27,76	0,1	27,4898	0,0954
R14	<i>Forward</i>	25,60	0,1	25,7453	0,0933

**Tabel 4.27** Kasus 9, Saat Kondisi Terhubung Grid, Gangguan 3 Fasa pada Bus 3

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R1	<i>Forward</i>	17,04	0,4	17,2981	0,3862
R2	<i>Forward</i>	7,52	0,4	7,0201	0,3869
R3	<i>Reverse</i>	19,58	0,1	19,6720	0,1008
R4	<i>Forward</i>	22,1	0,4	22,1779	0,4023
R5	<i>Forward</i>	25,6	0,4	25,9927	0,4060

**Tabel 4.27** Kasus 9, Saat Kondisi Terhubung *Grid*, Gangguan 3 Fasa pada Bus 3 (Tabel Lanjutan)

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R6	<i>Forward</i>	27,76	0,4	27,9341	0,3964
R7	<i>Forward</i>	25,6	0,4	26,1472	0,3936
R8	<i>Forward</i>	17,04	0,1	17,1205	0,0860
R9	<i>Forward</i>	7,52	0,1	6,9389	0,0874
R10	<i>Reverse</i>	19,58	0,3	19,5701	0,3076
R11	<i>Forward</i>	22,1	0,1	22,1245	0,0906
R12	<i>Forward</i>	25,6	0,1	25,8404	0,1082
R13	<i>Forward</i>	27,76	0,1	28,1485	0,0936
R14	<i>Forward</i>	25,6	0,1	26,1492	0,0899

#### 4.6.2. Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1.

**Tabel 4.28** Kasus 22, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1, Gangguan 2 Fasa pada Bus 2

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R1	<i>Reverse</i>	32,24	0,1	31,5972	0,1060
R2	<i>Reverse</i>	22,76	0,1	22,3595	0,1048
R3	<i>Reverse</i>	19,82	0,1	19,5386	0,0979
R4	<i>Forward</i>	19,84	0,4	19,4199	0,3972
R5	<i>Forward</i>	22,3	0,4	23,1143	0,4003
R6	<i>Forward</i>	28,44	0,4	28,7908	0,4037
R7	<i>Reverse</i>	18,88	0,1	18,5979	0,1045
R8	<i>Reverse</i>	32,24	0,4	31,4688	0,3936
R9	<i>Reverse</i>	22,76	0,4	22,3414	0,3962
R10	<i>Reverse</i>	19,82	0,4	19,6251	0,4206
R11	<i>Forward</i>	19,84	0,1	19,4331	0,0982
R12	<i>Forward</i>	22,3	0,1	23,2159	0,0803
R13	<i>Forward</i>	28,44	0,1	28,6254	0,0932
R14	<i>Reverse</i>	18,88	0,4	18,6459	0,3956

**Tabel 4.29** Kasus 32, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 5

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R1	<i>Reverse</i>	32,24	0,1	32,6214	0,0997
R2	<i>Reverse</i>	22,76	0,1	22,6017	0,1046
R3	<i>Reverse</i>	19,82	0,1	19,5150	0,0955
R4	<i>Forward</i>	19,84	0,4	19,6046	0,3885
R5	<i>Reverse</i>	5,71	0,1	5,3474	0,0954
R6	<i>Reverse</i>	6,28	0,1	6,1023	0,0962
R7	<i>Reverse</i>	18,88	0,1	18,6935	0,0977
R8	<i>Reverse</i>	32,24	0,4	32,5657	0,3998
R9	<i>Reverse</i>	22,76	0,4	22,5451	0,3944
R10	<i>Reverse</i>	19,82	0,4	19,5670	0,4011
R11	<i>Forward</i>	19,84	0,1	19,6473	0,1018
R12	<i>Reverse</i>	5,71	0,4	5,3032	0,3890
R13	<i>Reverse</i>	6,28	0,4	6,1969	0,3954
R14	<i>Reverse</i>	18,88	0,4	18,6655	0,3938

#### 4.6.3. Kondisi hanya terhubung *Grid* dan DG 2.

**Tabel 4.30** Kasus 48, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R1	<i>Forward</i>	18,08	0,4	20,0661	0,4055
R2	<i>Forward</i>	8,32	0,4	9,0797	0,3993
R3	<i>Forward</i>	0,276	0,4	0,1334	0,4069
R4	<i>Reverse</i>	0,58	0,1	0,5066	0,0937
R5	<i>Reverse</i>	5,95	0,1	5,9147	0,1059
R6	<i>Reverse</i>	5,8	0,1	6,5200	0,1038
R7	<i>Forward</i>	27,12	0,4	27,3686	0,4016
R8	<i>Forward</i>	18,08	0,1	19,7767	0,1005
R9	<i>Forward</i>	8,32	0,1	9,0003	0,1022
R10	<i>Forward</i>	0,276	0,1	0,2800	0,1048
R11	<i>Reverse</i>	0,58	0,4	0,5259	0,4080



**Tabel 4.30** Lanjutan Kasus 48, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 3 Fasa pada Bus 4

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R12	<i>Reverse</i>	5,95	0,4	6,1852	0,3752
R13	<i>Reverse</i>	5,8	0,4	6,2426	0,3992
R14	<i>Forward</i>	27,12	0,1	27,4467	0,1006

**Tabel 4.31** Kasus 53, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 2, Gangguan 2 Fasa ketanah pada Bus 6

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R1	<i>Reverse</i>	31,2	0,1	31,0400	0,0989
R2	<i>Reverse</i>	23,04	0,1	22,1479	0,0911
R3	<i>Reverse</i>	19,96	0,1	20,0577	0,0875
R4	<i>Forward</i>	19,7	0,4	19,6925	0,3994
R5	<i>Forward</i>	22,1	0,4	21,3690	0,3949
R6	<i>Reverse</i>	5,8	0,1	6,1530	0,1010
R7	<i>Reverse</i>	17,36	0,1	17,1328	0,1015
R8	<i>Reverse</i>	31,2	0,4	31,1163	0,3972
R9	<i>Reverse</i>	23,04	0,4	22,0562	0,4036
R10	<i>Reverse</i>	19,96	0,4	19,9390	0,4160
R11	<i>Forward</i>	19,7	0,1	19,6988	0,0920
R12	<i>Forward</i>	22,1	0,1	21,3587	0,1178
R13	<i>Reverse</i>	5,8	0,4	5,9671	0,3881
R14	<i>Reverse</i>	17,36	0,4	17,0503	0,3891

#### 4.6.4. Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1,2.

**Tabel 4.32** Kasus 61, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R1	<i>Forward</i>	18,08	0,4	18,4102	0,3851
R2	<i>Forward</i>	9,4	0,4	8,6661	0,3843
R3	<i>Reverse</i>	20,22	0,1	20,3656	0,0997

**Tabel 4.32** Kasus 61, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 2 Fasa pada Bus 3 (Tabel Lanjutan)

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R4	<i>Forward</i>	19,98	0,4	20,1783	0,3998
R5	<i>Forward</i>	22,5	0,4	22,8418	0,4038
R6	<i>Forward</i>	29,6	0,4	29,2520	0,3879
R7	<i>Forward</i>	27,12	0,4	27,0539	0,3903
R8	<i>Forward</i>	18,08	0,1	18,2502	0,0902
R9	<i>Forward</i>	9,4	0,1	8,6240	0,0907
R10	<i>Reverse</i>	20,22	0,4	20,2686	0,3914
R11	<i>Forward</i>	19,98	0,1	20,1378	0,0916
R12	<i>Forward</i>	22,5	0,1	22,7324	0,4264
R13	<i>Forward</i>	29,6	0,1	29,4527	0,1011
R14	<i>Forward</i>	27,12	0,1	27,0514	0,0948

**Tabel 4.33** Kasus 72, Saat Kondisi Terhubung *Grid* dan DG 1,2, Gangguan 3 Fasa ketanah pada Bus 6

Rele	Arah	Perhitungan Manual		Artificial Neural Network	
		Tap	Td	Tap	Td
R1	<i>Reverse</i>	32.88	0.1	32,2398	0,0971
R2	<i>Reverse</i>	25	0.1	24,4774	0,0886
R3	<i>Reverse</i>	20.22	0.1	20,2107	0,0878
R4	<i>Forward</i>	23	0.4	22,8621	0,3974
R5	<i>Forward</i>	27	0.4	26,7161	0,3948
R6	<i>Reverse</i>	6.28	0.1	6,5398	0,0986
R7	<i>Reverse</i>	18.88	0.1	18,9053	0,0996
R8	<i>Reverse</i>	32.88	0.4	32,2946	0,3936
R9	<i>Reverse</i>	25	0.4	24,3866	0,4002
R10	<i>Reverse</i>	20.22	0.4	20,1138	0,4005
R11	<i>Forward</i>	23	0.1	22,8645	0,0883
R12	<i>Forward</i>	27	0.1	26,7205	0,0979
R13	<i>Reverse</i>	6.28	0.4	6,3926	0,3863
R14	<i>Reverse</i>	18.88	0.4	18,8543	0,3880

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## LAMPIRAN 1

### Setingan Rele Saat Terhubung dengan Grid

Bus	trip time		Grid					
			CT	Iscmin 2 fasa	Tap	Tap LL	Tap LLG	Tap LLL
1	R8 Forward	0,1	100	2,13	17,04	17,04	17,04	17,04
	R1 Forward	0,4						
	R14 Forward	0,1						
	R7 Forward	0,4	100	3,2	25,6	25,6	25,6	25,6
	R2 Reverse	0,1						
2	R9 Reverse	0,4	200	5,69	22,76	22,76	22,76	24,3
	R1 Reverse	0,1						
	R8 Reverse	0,4						
	R13 Forward	0,1	200	6,94	27,76	27,76	27,76	27,76
	R6 Forward	0,4						
3	R9 Forward	0,1	200	1,88	7,52	7,52	7,52	7,52
	R2 Forward	0,4						
	R3 Reverse	0,1	400	9,79	19,58	19,58	19,58	19,58
	R10 Reverse	0,4						
4	R10 Forward	0,1	400	0	0	0	0	0
	R3 Forward	0,4						
	R4 Reverse	0,1	400	0	0	0	0	0
	R11 Reverse	0,4						
5	R11 Forward	0,1	400	9,79	19,58	19,58	19,58	22,1
	R4 Forward	0,4						
	R5 Reverse	0,1	300	1,88	5,01333333	5,01	5,01	5,01
	R12 Reverse	0,4						
6	R12 Forward	0,1	300	7,59	20,24	22,22	22,22	25,6
	R5 Forward	0,4						
	R7 Reverse	0,1						
	R14 Reverse	0,4	100	2,17	17,36	17,36	17,36	17,36
	R6 Reverse	0,1						
	R13 Reverse	0,4						
			200	1,45	5,8	5,8	5,8	5,8

## LAMPIRAN 2

### Setingan Rele saat Terhubung Grid dan DG 1

Grid + DG 1								
Bus	trip time		CT	Iscmin 2 fasa	Tap	Tap LL	Tap LLG	Tap LLL
1	R8 Forward	0,1	100	2,14	17,12	17,12	17,12	17,12
	R1 Forward	0,4						
	R14 Forward	0,1	100	3,2	25,6	25,6	25,6	25,6
	R7 Forward	0,4						
	R2 Reverse	0,1	200	5,69	22,76	22,76	22,76	24
	R9 Reverse	0,4						
2	R1 Reverse	0,1	100	4,03	32,24	32,24	32,24	32,24
	R8 Reverse	0,4						
	R13 Forward	0,1	200	7,11	28,44	28,44	28,44	28,44
	R6 Forward	0,4						
3	R9 Forward	0,1	200	2,16	8,64	8,64	8,64	8,64
	R2 Forward	0,4						
	R3 Reverse	0,1	400	9,91	19,82	19,82	19,82	19,82
	R10 Reverse	0,4						
4	R10 Forward	0,1	400	0,221	0,442	0,442	0,442	0,442
	R3 Forward	0,4						
	R4 Reverse	0,1	400	0,207	0,414	0,414	0,414	0,414
	R11 Reverse	0,4						
5	R11 Forward	0,1	400	9,92	19,84	19,84	19,84	22,25
	R4 Forward	0,4						
	R5 Reverse	0,1	300	2,14	5,706667	5,706667	5,706667	5,706667
	R12 Reverse	0,4						
6	R12 Forward	0,1	300	7,66	20,42667	22,3	22,3	25,7
	R5 Forward	0,4						
	R7 Reverse	0,1	100	2,36	18,88	18,88	18,88	18,88
	R14 Reverse	0,4						
	R6 Reverse	0,1	200	1,57	6,28	6,28	6,28	6,28
	R13 Reverse	0,4						

### LAMPIRAN 3

#### Setingan Rele saat Terhubung Grid dan DG 2

Grid + DG 2								
Bus	trip time		CT	Iscmin 2 fasa	Tap	Tap LL	Tap LLG	Tap LLL
1	R8 Forward	0,1	100	2,26	18,08	18,08	18,08	18,08
	R1 Forward	0,4						
	R14 Forward	0,1						
	R7 Forward	0,4	100	3,39	27,12	27,12	27,12	27,12
	R2 Reverse	0,1						
2	R9 Reverse	0,4	200	5,76	23,04	23,04	23,04	24,3
	R1 Reverse	0,1						
	R8 Reverse	0,4	100	3,9	31,2	31,2	31,2	31,2
	R13 Forward	0,1						
	R6 Forward	0,4						
3	R9 Forward	0,1	200	2,08	8,32	8,32	8,32	8,32
	R2 Forward	0,4						
	R3 Reverse	0,1	400	9,98	19,96	19,96	19,96	19,96
	R10 Reverse	0,4						
4	R10 Forward	0,1	400	0,138	0,276	0,276	0,276	0,276
	R3 Forward	0,4						
	R4 Reverse	0,1	400	0,29	0,58	0,58	0,58	0,58
	R11 Reverse	0,4						
5	R11 Forward	0,1	400	9,85	19,7	19,7	19,7	22,5
	R4 Forward	0,4						
	R5 Reverse	0,1	300	2,23	5,9466667	5,946667	5,946667	5,946667
	R12 Reverse	0,4						
6	R12 Forward	0,1	300	7,59	20,24	22,1	22,1	25,5
	R5 Forward	0,4						
	R7 Reverse	0,1	100	2,17	17,36	17,36	17,36	17,36
	R14 Reverse	0,4						
	R6 Reverse	0,1	200	1,45	5,8	5,8	5,8	5,8
	R13 Reverse	0,4						

## LAMPIRAN 4

### Setingan Rele saat Terhubung Grid dan DG1,2

Grid + DG 1 + DG 2								
Bus	trip time		CT	Iscmin 2 fasa	Tap	Tap LL	Tap LLG	Isc LLL
1	R8 Forward	0,1	100	2,26	18,08	18,08	18,08	18,08
	R1 Forward	0,4						
	R14 Forward	0,1						
	R7 Forward	0,4	200	3,39	27,12	27,12	27,12	27,12
	R2 Reverse	0,1						
	R9 Reverse	0,4						
2	R1 Reverse	0,1	100	4,11	32,88	32,88	32,88	32,88
	R8 Reverse	0,4						
	R13 Forward	0,1	200	7,4	29,6	29,6	29,6	29,6
	R6 Forward	0,4						
3	R9 Forward	0,1	200	2,35	9,4	9,4	9,4	9,4
	R2 Forward	0,4						
	R3 Reverse	0,1	400	10,11	20,22	20,22	20,22	20,22
	R10 Reverse	0,4						
4	R10 Forward	0,1	400	0,358	0,716	0,716	0,716	0,716
	R3 Forward	0,4						
	R4 Reverse	0,1	400	0,48	0,96	0,96	0,96	0,96
	R11 Reverse	0,4						
5	R11 Forward	0,1	400	9,99	19,98	19,98	19,98	23
	R4 Forward	0,4						
	R5 Reverse	0,1	300	2,49	6,64	6,64	6,64	6,64
	R12 Reverse	0,4						
6	R12 Forward	0,1	300	7,66	20,42667	22,5	22,5	27
	R5 Forward	0,4						
	R7 Reverse	0,1	100	2,36	18,88	18,88	18,88	18,88
	R14 Reverse	0,4						
	R6 Reverse	0,1	200	1,57	6,28	6,28	6,28	6,28
	R13 Reverse	0,4						

## LAMPIRAN 5

### Data Learning Input Artificial Neural Network saat Terhubung Grid

kondisi			Tipe Gangguan			BUS FAULT	Arus Melewati Relay Isc Max (A) ; ( - ) Reverse, ( ) Forward													
PLN	DG_1	DG_2	LL	LLG	LLL		R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10	R11	R12	R13	R14
1	0	0	1	0	0	1	2590	-6360	-5890	5390	5860	2180	3680	2590	-6360	-5890	5390	5860	2180	3680
1	0	0	0	1	0	1	2590	-6360	-5890	5390	5860	2180	3680	2590	-6360	-5890	5390	5860	2180	3680
1	0	0	0	0	1	1	2990	-7340	-6800	6220	6760	2510	4250	2990	-7340	-6800	6220	6760	2510	4250
1	0	0	1	0	0	2	-4220	-4600	-4150	6830	7290	7670	-383	-4220	-4600	-4150	6830	7290	7670	-383
1	0	0	0	1	0	2	-4220	-4600	-4150	6830	7290	7680	-383	-4220	-4600	-4150	6830	7290	7680	-383
1	0	0	0	0	1	2	-4870	-5310	-4790	7880	8420	8860	-442	-4870	-5310	-4790	7880	8420	8860	-442
1	0	0	1	0	0	3	1010	2320	-10580	1420	1910	598	1310	1010	2320	-10580	1420	1910	598	1310
1	0	0	0	1	0	3	1010	2320	-10590	1420	1910	599	1310	1010	2320	-10590	1420	1910	599	1310
1	0	0	0	0	1	3	1170	2680	-12220	1640	2200	691	1510	1170	2680	-12220	1640	2200	691	1510
1	0	0	1	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	1	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	1	0	0	5	-716	-2000	-1510	10500	-2420	-1140	-1280	-716	-2000	-1510	10500	-2420	-1140	-1280
1	0	0	0	1	0	5	-717	-2000	-1520	10500	-2430	-1140	-1280	-717	-2000	-1520	10500	-2430	-1140	-1280
1	0	0	0	0	1	5	-826	-2310	-1750	12120	-2790	-1310	-1480	-826	-2310	-1750	12120	-2790	-1310	-1480
1	0	0	1	0	0	6	-1510	-3980	-3510	7970	8450	-1930	-2470	-1510	-3980	-3510	7970	8450	-1930	-2470
1	0	0	0	1	0	6	-1510	-3980	-3510	7970	8450	-1930	-2480	-1510	-3980	-3510	7970	8450	-1930	-2480
1	0	0	0	0	1	6	-1740	-4600	-4050	9200	9760	-2230	-2860	-1740	-4600	-4050	9200	9760	-2230	-2860

### Data Learning Input Artificial Neural Network saat Terhubung Grid dan DG 1

kondisi			Tipe Gangguan			BUS FAULT	Arus Melewati Relay Isc Max (A) ; ( - ) Reverse, ( ) Forward													
PLN	DG_1	DG_2	LL	LLG	LLL		R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10	R11	R12	R13	R14
1	1	0	1	0	0	1	2590	-6360	-5890	5390	5860	2180	3680	2590	-6360	-5890	5390	5860	2180	3680
1	1	0	0	1	0	1	2590	-6360	-5890	5390	5860	2180	3680	2590	-6360	-5890	5390	5860	2180	3680
1	1	0	0	0	1	1	2990	-7340	-6800	6220	6760	2510	4250	2990	-7340	-6800	6220	6760	2510	4250
1	1	0	1	0	0	2	-4460	-4540	-4080	6870	7330	7860	-529	-4460	-4540	-4080	6870	7330	7860	-529
1	1	0	0	1	0	2	-4460	-4540	-4080	6870	7340	7860	-528	-4460	-4540	-4080	6870	7340	7860	-528
1	1	0	0	0	1	2	-5140	-5240	-4720	7930	8470	9070	-606	-5140	-5240	-4720	7930	8470	9070	-606
1	1	0	1	0	0	3	949	2630	-10720	1270	1760	539	1220	949	2630	-10720	1270	1760	539	1220
1	1	0	0	1	0	3	949	2630	-10730	1270	1760	539	1220	949	2630	-10730	1270	1760	539	1220
1	1	0	0	0	1	3	1100	3030	-12380	1470	2030	623	1410	1100	3030	-12380	1470	2030	623	1410
1	1	0	1	0	0	4	57	415	929	-1010	-495	-368	-127	57	415	929	-1010	-495	-368	-127
1	1	0	0	1	0	4	59	413	927	-1010	-493	-368	-126	59	413	927	-1010	-493	-368	-126
1	1	0	0	0	1	4	70	470	1060	-1160	-564	-422	-142	70	470	1060	-1160	-564	-422	-142
1	1	0	1	0	0	5	-836	-1830	-1350	10650	-2720	-1250	-1460	-836	-1830	-1350	10650	-2720	-1250	-1460
1	1	0	0	1	0	5	-835	-1830	-1350	10650	-2720	-1250	-1460	-835	-1830	-1350	10650	-2720	-1250	-1460
1	1	0	0	0	1	5	-961	-2120	-1560	12290	-3130	-1450	-1680	-961	-2120	-1560	12290	-3130	-1450	-1680
1	1	0	1	0	0	6	-1660	-3890	-3420	8050	8530	-2080	-2700	-1660	-3890	-3420	8050	8530	-2080	-2700
1	1	0	0	1	0	6	-1660	-3890	-3420	8050	8540	-2080	-2690	-1660	-3890	-3420	8050	8540	-2080	-2690
1	1	0	0	0	1	6	-1910	-4490	-3950	9290	9850	-2400	-3110	-1910	-4490	-3950	9290	9850	-2400	-3110



## LAMPIRAN 6

### Data Learning Input Artificial Neural Network saat Terhubung Grid dan DG2

kondisi			Tipe Gangguan			BUS FAULT	Arus Melewati Relay Isc Max (A) ; ( - ) Reverse, ( ) Forward													
PLN	DG_1	DG_2	LL	LLG	LLL		R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10	R11	R12	R13	R14
1	0	1	1	0	0	1	2730	-6440	-5970	5290	5760	2320	3890	2730	-6440	-5970	5290	5760	2320	3890
1	0	1	0	1	0	1	2730	-6440	-5970	5290	5760	2320	3890	2730	-6440	-5970	5290	5760	2320	3890
1	0	1	0	0	1	1	3150	-7430	-6890	6110	6650	2680	4490	3150	-7430	-6890	6110	6650	2680	4490
1	0	1	1	0	0	2	-4310	-4620	-4170	6790	7250	8010	-310	-4310	-4620	-4170	6790	7250	8010	-310
1	0	1	0	1	0	2	-4320	-4620	-4170	6790	7250	8010	-309	-4320	-4620	-4170	6790	7250	8010	-309
1	0	1	0	0	1	2	-4980	-5340	-4810	7840	8370	9240	-359	-4980	-5340	-4810	7840	8370	9240	-359
1	0	1	1	0	0	3	1100	2540	-10800	1190	1670	687	1440	1100	2540	-10800	1190	1670	687	1440
1	0	1	0	1	0	3	1100	2540	-10800	1190	1670	686	1440	1100	2540	-10800	1190	1670	686	1440
1	0	1	0	0	1	3	1260	2920	-12470	1370	1930	790	1660	1260	2920	-12470	1370	1930	790	1660
1	0	1	1	0	0	4	210	321	835	-1100	-589	-214	107	210	321	835	-1100	-589	-214	107
1	0	1	0	1	0	4	213	320	834	-1100	-586	-213	107	213	320	834	-1100	-586	-213	107
1	0	1	0	0	1	4	244	365	959	-1260	-669	-247	121	244	365	959	-1260	-669	-247	121
1	0	1	1	0	0	5	-686	-1920	-1440	10570	-2820	-1100	-1240	-686	-1920	-1440	10570	-2820	-1100	-1240
1	0	1	0	1	0	5	-685	-1920	-1440	10570	-2810	-1100	-1240	-685	-1920	-1440	10570	-2810	-1100	-1240
1	0	1	0	0	1	5	-792	-2220	-1660	12200	-3240	-1280	-1430	-792	-2220	-1660	12200	-3240	-1280	-1430
1	0	1	1	0	0	6	-1510	-3980	-3510	7970	8450	-1930	-2470	-1510	-3980	-3510	7970	8450	-1930	-2470
1	0	1	0	1	0	6	-1510	-3980	-3510	7970	8460	-1930	-2470	-1510	-3980	-3510	7970	8460	-1930	-2470
1	0	1	0	0	1	6	-1740	-4600	-4050	9200	9700	-2230	-2860	-1740	-4600	-4050	9200	9700	-2230	-2860

### Data Learning Input Artificial Neural Network saat Terhubung Grid dan DG 1,2

kondisi			Tipe Gangguan			BUS FAULT	Arus Melewati Relay Isc Max (A) ; ( - ) Reverse, ( ) Forward													
PLN	DG_1	DG_2	LL	LLG	LLL		R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10	R11	R12	R13	R14
1	1	1	1	0	0	1	2730	-6440	-5970	5300	5760	2320	3890	2730	-6440	-5970	5300	5760	2320	3890
1	1	1	0	1	0	1	2740	-6440	-5970	5300	5760	2320	3900	2740	-6440	-5970	5300	5760	2320	3900
1	1	1	0	0	1	1	3150	-7430	-6890	6110	6650	2680	4490	3150	-7430	-6890	6110	6650	2680	4490
1	1	1	1	0	0	2	-4550	-4560	-4110	6830	7290	8200	-454	-4550	-4560	-4110	6830	7290	8200	-454
1	1	1	0	1	0	2	-4550	-4560	-4110	6840	7300	8200	-454	-4550	-4560	-4110	6840	7300	8200	-454
1	1	1	0	0	1	2	-5250	-5260	-4740	7890	8420	9450	-522	-5250	-5260	-4740	7890	8420	9450	-522
1	1	1	1	0	0	3	1030	2850	-10940	1040	1520	626	1350	1030	2850	-10940	1040	1520	626	1350
1	1	1	0	1	0	3	1040	2850	-10950	1040	1520	627	1350	1040	2850	-10950	1040	1520	627	1350
1	1	1	0	0	1	3	1190	3270	-12,62	1210	1760	722	1550	1190	3270	-12,62	1210	1760	722	1550
1	1	1	1	0	0	4	120	569	1080	-1330	-820	-305	-33	120	569	1080	-1330	-820	-305	-33
1	1	1	0	1	0	4	120	565	1080	-1330	-816	-305	-33	120	565	1080	-1330	-816	-305	-33
1	1	1	0	0	1	4	139	643	1240	-1520	-929	-351	-37	139	643	1240	-1520	-929	-351	-37
1	1	1	1	0	0	5	-804	-1760	-1280	10730	-3120	-1220	-1420	-804	-1760	-1280	10730	-3120	-1220	-1420
1	1	1	0	1	0	5	-804	-1760	-1270	10730	-3110	-1220	-1420	-804	-1760	-1270	10730	-3110	-1220	-1420
1	1	1	0	0	1	5	-926	-2030	-1470	12370	-3580	-1410	-1630	-926	-2030	-1470	12370	-3580	-1410	-1630
1	1	1	1	0	0	6	-1660	-3890	-3420	8050	8540	-2080	-2690	-1660	-3890	-3420	8050	8540	-2080	-2690
1	1	1	0	1	0	6	-1660	-3890	-3420	8050	8540	-2080	-2700	-1660	-3890	-3420	8050	8540	-2080	-2700
1	1	1	0	0	1	6	-1910	-4490	-3950	9290	9850	-2400	-3110	-1910	-4490	-3950	9290	9850	-2400	-3110

## LAMPIRAN 7

### Data Learning Output Artificial Neural Network saat Terhubung Grid

R1		R2		R3		R4		R5		R6		R7		R8		R9		R10		R11		R12		R13		R14	
Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td
17,04	0,4	-22,7	0,1	-19,5	0,1	19,58	0,4	22,22	0,4	27,76	0,4	25,6	0,4	17,04	0,1	-22,76	0,4	-19,58	0,3	19,58	0,1	22,22	0,1	27,76	0,1	25,6	0,1
17,04	0,4	-22,7	0,1	-19,5	0,1	19,58	0,4	22,22	0,4	27,76	0,4	25,6	0,4	17,04	0,1	-22,76	0,4	-19,58	0,3	19,58	0,1	22,22	0,1	27,76	0,1	25,6	0,1
17,04	0,4	-24,	0,1	-19,5	0,1	22,1	0,4	25,6	0,4	27,76	0,4	25,6	0,4	17,04	0,1	-24,3	0,4	-19,58	0,3	22,1	0,1	25,6	0,1	27,76	0,1	25,6	0,1
-30,56	0,1	-22,7	0,1	-19,5	0,1	19,58	0,4	22,22	0,4	27,76	0,4	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-22,76	0,4	-19,58	0,3	19,58	0,1	22,22	0,1	27,76	0,1	-17,36	0,4
-30,56	0,1	-22,7	0,1	-19,5	0,1	19,58	0,4	22,22	0,4	27,76	0,4	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-22,76	0,4	-19,58	0,3	19,58	0,1	22,22	0,1	27,76	0,1	-17,36	0,4
-30,56	0,1	-24,	0,1	-19,5	0,1	22,1	0,4	25,6	0,4	27,76	0,4	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-24,3	0,4	-19,58	0,3	22,1	0,1	25,6	0,1	27,76	0,1	-17,36	0,4
17,04	0,4	7,5	0,4	-19,5	0,1	19,58	0,4	22,22	0,4	27,76	0,4	25,6	0,4	17,04	0,1	7,52	0,1	-19,58	0,3	19,58	0,1	22,22	0,1	27,76	0,1	25,6	0,1
17,04	0,4	7,5	0,4	-19,5	0,1	19,58	0,4	22,22	0,4	27,76	0,4	25,6	0,4	17,04	0,1	7,52	0,1	-19,58	0,3	19,58	0,1	22,22	0,1	27,76	0,1	25,6	0,1
17,04	0,4	7,5	0,4	-19,5	0,1	22,1	0,4	25,6	0,4	27,76	0,4	25,6	0,4	17,04	0,1	7,52	0,1	-19,58	0,3	22,1	0,1	25,6	0,1	27,76	0,1	25,6	0,1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-30,56	0,1	-22,7	0,1	-19,5	0,1	19,58	0,4	-5,01	0,1	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-22,76	0,4	-19,58	0,3	19,58	0,1	-5,01	0,4	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-30,56	0,1	-22,7	0,1	-19,5	0,1	19,58	0,4	-5,01	0,1	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-22,76	0,4	-19,58	0,3	19,58	0,1	-5,01	0,4	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-30,56	0,1	-24,	0,1	-19,5	0,1	22,1	0,4	-5,01	0,1	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-24,3	0,4	-19,58	0,3	22,1	0,1	-5,01	0,4	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-30,56	0,1	-22,7	0,1	-19,5	0,1	19,58	0,4	22,22	0,4	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-22,76	0,4	-19,58	0,3	19,58	0,1	22,22	0,1	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-30,56	0,1	-22,7	0,1	-19,5	0,1	19,58	0,4	22,22	0,4	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-22,76	0,4	-19,58	0,3	19,58	0,1	22,22	0,1	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-30,56	0,1	-24,	0,1	-19,5	0,1	22,1	0,4	25,6	0,4	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-30,56	0,4	-24,3	0,4	-19,58	0,3	22,1	0,1	25,6	0,1	-5,8	0,4	-17,36	0,4

### Data Learning Output Artificial Neural Network saat Terhubung Grid dan DG 1

R1		R2		R3		R4		R5		R6		R7		R8		R9		R10		R11		R12		R13		R14	
Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td
17,12	0,4	-22,76	0,1	-19,82	0,1	19,84	0,4	22,3	0,4	28,44	0,4	25,6	0,4	17,12	0,1	-22,76	0,4	-19,82	0,4	19,84	0,1	22,3	0,1	28,44	0,1	25,6	0,1
17,12	0,4	-22,76	0,1	-19,82	0,1	19,84	0,4	22,3	0,4	28,44	0,4	25,6	0,4	17,12	0,1	-22,76	0,4	-19,82	0,4	19,84	0,1	22,3	0,1	28,44	0,1	25,6	0,1
17,12	0,4	-24	0,1	-19,82	0,1	22,25	0,4	25,7	0,4	28,44	0,4	25,6	0,4	17,12	0,1	-24	0,4	-19,82	0,4	22,25	0,1	25,7	0,1	28,44	0,1	25,6	0,1
-32,24	0,1	-22,76	0,1	-19,82	0,1	19,84	0,4	22,3	0,4	28,44	0,4	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-22,76	0,4	-19,82	0,4	19,84	0,1	22,3	0,1	28,44	0,1	-18,88	0,4
-32,24	0,1	-22,76	0,1	-19,82	0,1	19,84	0,4	22,3	0,4	28,44	0,4	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-22,76	0,4	-19,82	0,4	19,84	0,1	22,3	0,1	28,44	0,1	-18,88	0,4
-32,24	0,1	-24	0,1	-19,82	0,1	22,25	0,4	25,7	0,4	28,44	0,4	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-24	0,4	-19,82	0,4	22,25	0,1	25,7	0,1	28,44	0,1	-18,88	0,4
17,12	0,4	8,64	0,4	-19,82	0,1	19,84	0,4	22,3	0,4	28,44	0,4	25,6	0,4	17,12	0,1	8,64	0,1	-19,82	0,4	19,84	0,1	22,3	0,1	28,44	0,1	25,6	0,1
17,12	0,4	8,64	0,4	-19,82	0,1	22,25	0,4	25,7	0,4	28,44	0,4	25,6	0,4	17,12	0,1	8,64	0,1	-19,82	0,4	22,25	0,1	25,7	0,1	28,44	0,1	25,6	0,1
17,12	0,4	8,64	0,4	0,442	0,4	-0,414	0,1	-5,71	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	17,12	0,1	8,64	0,1	0,442	0,1	-0,414	0,4	-5,71	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
17,12	0,4	8,64	0,4	0,442	0,4	-0,414	0,1	-5,71	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	17,12	0,1	8,64	0,1	0,442	0,1	-0,414	0,4	-5,71	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
17,12	0,4	8,64	0,4	0,442	0,4	-0,414	0,1	-5,71	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	17,12	0,1	8,64	0,1	0,442	0,1	-0,414	0,4	-5,71	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,24	0,1	-22,76	0,1	-19,82	0,1	19,84	0,4	-5,71	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-22,76	0,4	-19,82	0,4	19,84	0,1	-5,71	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,24	0,1	-22,76	0,1	-19,82	0,1	19,84	0,4	-5,71	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-22,76	0,4	-19,82	0,4	19,84	0,1	-5,71	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,24	0,1	-24	0,1	-19,82	0,1	22,25	0,4	-5,71	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-24	0,4	-19,82	0,4	22,25	0,1	-5,71	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,24	0,1	-22,76	0,1	-19,82	0,1	19,84	0,4	22,3	0,4	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-22,76	0,4	-19,82	0,4	19,84	0,1	22,3	0,1	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,24	0,1	-22,76	0,1	-19,82	0,1	19,84	0,4	22,3	0,4	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-22,76	0,4	-19,82	0,4	19,84	0,1	22,3	0,1	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,24	0,1	-24	0,1	-19,82	0,1	22,25	0,4	25,7	0,4	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,24	0,4	-24	0,4	-19,82	0,4	22,25	0,1	25,7	0,1	-6,28	0,4	-18,88	0,4

## LAMPIRAN 8

### Data Learning Output Artificial Neural Network saat Terhubung Grid dan DG 2

R1		R2		R3		R4		R5		R6		R7		R8		R9		R10		R11		R12		R13		R14	
Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td
18,08	0,4	-23,04	0,1	-19,96	0,1	19,7	0,4	22,1	0,4	28,96	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	-23,04	0,4	-19,96	0,4	19,7	0,1	22,1	0,1	28,96	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	-23,04	0,1	-19,96	0,1	19,7	0,4	22,1	0,4	28,96	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	-23,04	0,4	-19,96	0,4	19,7	0,1	22,1	0,1	28,96	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	-24,3	0,1	-19,96	0,1	22,5	0,4	25,5	0,4	28,96	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	-24,3	0,4	-19,96	0,4	22,5	0,1	25,5	0,1	28,96	0,1	27,12	0,1
-31,2	0,1	-23,04	0,1	-19,96	0,1	19,7	0,4	22,1	0,4	28,96	0,4	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-23,04	0,4	-19,96	0,4	19,7	0,1	22,1	0,1	28,96	0,1	-17,36	0,4
-31,2	0,1	-23,04	0,1	-19,96	0,1	19,7	0,4	22,1	0,4	28,96	0,4	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-23,04	0,4	-19,96	0,4	19,7	0,1	22,1	0,1	28,96	0,1	-17,36	0,4
-31,2	0,1	-24,3	0,1	-19,96	0,1	22,5	0,4	25,5	0,4	28,96	0,4	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-24,3	0,4	-19,96	0,4	22,5	0,1	25,5	0,1	28,96	0,1	-17,36	0,4
18,08	0,4	8,32	0,4	-19,96	0,1	19,7	0,4	22,1	0,4	28,96	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	8,32	0,1	-19,96	0,4	19,7	0,1	22,1	0,1	28,96	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	8,32	0,4	-19,96	0,1	19,7	0,4	22,1	0,4	28,96	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	8,32	0,1	-19,96	0,4	19,7	0,1	22,1	0,1	28,96	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	8,32	0,4	-19,96	0,1	22,5	0,4	25,5	0,4	28,96	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	8,32	0,1	-19,96	0,4	22,5	0,1	25,5	0,1	28,96	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	8,32	0,4	0,276	0,4	-0,58	0,1	-5,95	0,1	-5,8	0,1	27,12	0,4	18,08	0,1	8,32	0,1	0,276	0,1	-0,58	0,4	-5,95	0,4	-5,8	0,4	27,12	0,1
18,08	0,4	8,32	0,4	0,276	0,4	-0,58	0,1	-5,95	0,1	-5,8	0,1	27,12	0,4	18,08	0,1	8,32	0,1	0,276	0,1	-0,58	0,4	-5,95	0,4	-5,8	0,4	27,12	0,1
18,08	0,4	8,32	0,4	0,276	0,4	-0,58	0,1	-5,95	0,1	-5,8	0,1	27,12	0,4	18,08	0,1	8,32	0,1	0,276	0,1	-0,58	0,4	-5,95	0,4	-5,8	0,4	27,12	0,1
-31,2	0,1	-23,04	0,1	-19,96	0,1	19,7	0,4	-5,95	0,1	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-23,04	0,4	-19,96	0,4	19,7	0,1	-5,95	0,4	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-31,2	0,1	-23,04	0,1	-19,96	0,1	19,7	0,4	-5,95	0,1	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-23,04	0,4	-19,96	0,4	19,7	0,1	-5,95	0,4	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-31,2	0,1	-24,3	0,1	-19,96	0,1	22,5	0,4	-5,95	0,1	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-24,3	0,4	-19,96	0,4	22,5	0,1	-5,95	0,4	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-31,2	0,1	-23,04	0,1	-19,96	0,1	19,7	0,4	22,1	0,4	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-23,04	0,4	-19,96	0,4	19,7	0,1	22,1	0,1	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-31,2	0,1	-23,04	0,1	-19,96	0,1	19,7	0,4	22,1	0,4	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-23,04	0,4	-19,96	0,4	19,7	0,1	22,1	0,1	-5,8	0,4	-17,36	0,4
-31,2	0,1	-24,3	0,1	-19,96	0,1	22,5	0,4	25,5	0,4	-5,8	0,1	-17,36	0,1	-31,2	0,4	-24,3	0,4	-19,96	0,4	22,5	0,1	25,5	0,1	-5,8	0,4	-17,36	0,4

### Data Learning Output Artificial Neural Network saat Terhubung Grid dan DG 1,2

R1		R2		R3		R4		R5		R6		R7		R8		R9		R10		R11		R12		R13		R14	
Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td	Ip	Td
18,08	0,4	-23,04	0,1	-20,22	0,1	19,98	0,4	22,5	0,4	29,6	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	-23,04	0,4	-20,22	0,4	19,98	0,1	22,5	0,1	29,6	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	-23,04	0,1	-20,22	0,1	19,98	0,4	22,5	0,4	29,6	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	-23,04	0,4	-20,22	0,4	19,98	0,1	22,5	0,1	29,6	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	-25	0,1	-20,22	0,1	23	0,4	27	0,4	29,6	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	-25	0,4	-20,22	0,4	23	0,1	27	0,1	29,6	0,1	27,12	0,1
-32,88	0,1	-23,04	0,1	-20,22	0,1	19,98	0,4	22,5	0,4	29,6	0,4	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-23,04	0,4	-20,22	0,4	19,98	0,1	22,5	0,1	29,6	0,1	-18,88	0,4
-32,88	0,1	-23,04	0,1	-20,22	0,1	19,98	0,4	22,5	0,4	29,6	0,4	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-23,04	0,4	-20,22	0,4	19,98	0,1	22,5	0,1	29,6	0,1	-18,88	0,4
-32,88	0,1	-25	0,1	-20,22	0,1	23	0,4	27	0,4	29,6	0,4	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-25	0,4	-20,22	0,4	23	0,1	27	0,1	29,6	0,1	-18,88	0,4
18,08	0,4	9,4	0,4	-20,22	0,1	19,98	0,4	22,5	0,4	29,6	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	9,4	0,1	-20,22	0,4	19,98	0,1	22,5	0,1	29,6	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	9,4	0,4	-20,22	0,1	23	0,4	27	0,4	29,6	0,4	27,12	0,4	18,08	0,1	9,4	0,1	-20,22	0,4	23	0,1	27	0,1	29,6	0,1	27,12	0,1
18,08	0,4	9,4	0,4	0,716	0,4	-0,96	0,1	-6,64	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	18,08	0,1	9,4	0,1	0,716	0,1	-0,96	0,4	-6,64	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
18,08	0,4	9,4	0,4	0,716	0,4	-0,96	0,1	-6,64	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	18,08	0,1	9,4	0,1	0,716	0,1	-0,96	0,4	-6,64	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
18,08	0,4	9,4	0,4	0,716	0,4	-0,96	0,1	-6,64	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	18,08	0,1	9,4	0,1	0,716	0,1	-0,96	0,4	-6,64	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,88	0,1	-23,04	0,1	-20,22	0,1	19,98	0,4	-6,64	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-23,04	0,4	-20,22	0,4	19,98	0,1	-6,64	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,88	0,1	-23,04	0,1	-20,22	0,1	19,98	0,4	-6,64	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-23,04	0,4	-20,22	0,4	19,98	0,1	-6,64	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,88	0,1	-25	0,1	-20,22	0,1	23	0,4	-6,64	0,1	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-25	0,4	-20,22	0,4	23	0,1	-6,64	0,4	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,88	0,1	-23,04	0,1	-20,22	0,1	19,98	0,4	22,5	0,4	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-23,04	0,4	-20,22	0,4	19,98	0,1	22,5	0,1	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,88	0,1	-23,04	0,1	-20,22	0,1	19,98	0,4	22,5	0,4	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-23,04	0,4	-20,22	0,4	19,98	0,1	22,5	0,1	-6,28	0,4	-18,88	0,4
-32,88	0,1	-25	0,1	-20,22	0,1	23	0,4	27	0,4	-6,28	0,1	-18,88	0,1	-32,88	0,4	-25	0,4	-20,22	0,4	23	0,1	27	0,1	-6,28	0,4	-18,88	0,4

*Halaman ini Sengaja Dikosongkan*

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1. Kesimpulan**

Berdasarkan hasil simulasi dan analisa koordinasi proteksi adaptif rele arus lebih digital dengan menggunakan metoda *artificial neural network*, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Pengaruh pembangkit tersebar pada sistem distribusi *mesh* adalah meningkatnya besar arus gangguan seperti tabel 4.1-4.4. Selain meningkatnya arus gangguan, pada sistem *mesh* juga mempengaruhi arah aliran arus hubung singkat. Hal ini disebabkan karena pembangkit tersebar dengan jenis generator sinkron juga memberi arus kontribusi pada saat terjadi gangguan
2. Rele *directional* sangat efektif digunakan pada sistem interkoneksi atau sistem *mesh*, karena setiap arah (*forward* atau *reverse*) dapat diseting sesuai kondisi arah hubung singkat.
3. Koordinasi proteksi dengan cara menempatkan rele utama (*primer*) dan rele *backup* pada *line* yang sama akan membuat sistem menjadi lebih handal. Saat terjadi gangguan pada salah satu bus dan rele utama gagal bekerja, maka rele *backup* akan bekerja. Walaupun rele *backup* bekerja, bus yang tidak terkena gangguan tidak akan ikut terputus seperti gambar 4.1.
4. Seting rele pada sistem *mesh* juga dipengaruhi oleh arus kontribusi pada saluran sehingga setingan *tap* tergantung dari arus kontribusi seperti tabel 4.10-4.17.
5. Seperti gambar 4.3 – 4.17, metode *artificial neural network* dapat mempelajari kondisi sistem sehingga bisa menghasilkan *output* seting rele sesuai kondisi yang terjadi pada sistem.
6. Dalam proses *learning* program *artificial neural network* nilai bobot dan nilai bias akan selalu diperbarui hingga didapatkan nilai bobot dan bias yang tepat untuk mendapatkan *output* mendekati *output* hitungan manual.

## 5.2. Saran

Dengan mempertimbangkan hasil studi yang telah dilakukan pada tugas akhir ini, ada beberapa saran yang dapat menjadi masukan kedepannya, maka diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Untuk studi selanjutnya dapat dilakukan pengembangan dengan pembuatan *master* alat untuk mengimplementasikan tugas akhir ini.
2. Untuk studi selanjutnya dapat dilakukan pengembangan dengan sistem jaringan yang lebih besar dan koordinasi proteksi yang lebih lengkap.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Dugan , R. C and McDermott, T. E, “*Distributed Generation*”, vol. 8, issues. 2, IEEE Industry Applications Magazine, March/April 2002.
- [2]. Ronald N. Bracewell, Colin Cherry, James F. Gibbons, Willis W. Harmon and Friend, “ *Hadi Saadat Power System Analisis*”, The McGraw-Hill Companies, 1999.
- [3]. Ackermann Thomas, “*What Matters for Successful Integration of Distributed Generation*”, Energy Nautics, London. UK, October 2013.
- [4]. Farry A. Afolabi, Warsame H. Ali, Penrose Cofie, John Fuller, Pamela Obiomon, Emmanuel S, Kolawole, “*Analysis of the load flow problem in power system planing studies*”, Energy and Power Engineering 7, 509-523, 30 September 2015.
- [5]. Rizki Kurniawan. Muhammad, Hermawan, Bambang Winardi, “*Setting dan Koordinasi Docr (Directional Overcurrent Relay) pada Jaringan Transmisi 150 KV Upt Semarang Menggunakan Metode PSO (Particle Swarm Optimization)*”, Teknik Elektro Universitas Diponegoro, Semarang, September 2015.
- [6]. Singh. Manohar, “Protection Coordination in Grid Connected & Islanded Modes of Micro-Grid Operations”, IEEE, India, 2013.
- [7]. Ghullam Mustafa Bhutto, Ehsan Ali, Jagdesh Kumar, Muhammad Akram Bhayo, “Islanding protection and islanding detection in low voltage cigre distribution network with distributed generations”, Scientific Research, 5, 152-159, June 2014.
- [8]. Matin Meshkin, Karim Faez, Hossien Askarian Abyaneh, Farzad Razavi, “A new optimal neural network relays co-ordination”, Electrical Engineering Dept, IRAN.
- [9]. Wahyudi, “*Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik*”, Teknik Elektro ITS, Surabaya, Bab 2, 2004.
- [10]. Sinaga Peihong, Pujiantara Margo. Anam Sjamsjul, “Evaluasi Koordinasi Sistem Proteksi Pada Sistem Kelistrikan PT. Semen Padang (Persero) tbk Akibat Adanya Penambahan Pabrik Baru Indarung VI”, Teknik Elektro ITS, Surabaya, 2016.
- [11]. H. H. Zineldin, Sharaf Hebatallah and friend, “Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution System With DG Using Dual Setting Directional Over-Current Relays”, IEEE, Vol 6, No 1, January 2015.

- [12]. Vassilis C. Nikolaidis,"A Communication-Assisted Overcurrent Protection Scheme for Radial Distribution Systems With Distributed Generation", IEEE, March 2015.
- [13]. Siddique Nazmul, Adeli Hijjat,"Computational Intelligence", Wiley, United Kingdom,2013.



## DAFTAR RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama lengkap **Rizky Fadhli Hasben**, biasa dipanggil Ben. Lahir pada tanggal 28 maret 1992 di Kerinci. Penulis adalah anak ketiga dari tiga bersaudara. Penulis memulai pendidikan di Sekolah Dasar Negeri 166 Kerinci (lulus tahun 2004) kemudian melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP PMT Hamka Sumatera Barat dan sekolah menengah atas di SMA PMT Hamka. Pada tahun 2010, penulis melanjutkan pendidikan jenjang Diploma 3 di Politeknik Universitas Andalas atau sekarang bernama Politeknik Negeri Padang dengan program studi Teknik Elektronika. Pada tahun 2013 penulis menyelesaikan pendidikan Diploma 3 .Penulis kemudian melanjutkan pendidikan ke jenjang Sarjana di Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dengan program studi Teknik Sistem Tenaga Jurusan Teknik Elektro.

email : [frisky285@gmail.com](mailto:frisky285@gmail.com)